Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

Husky Oil Operations Ltd.
Mobil Oil Canada, Ltd.
L & J Energy Systems, Inc.

Demande conformément à la Partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* pour des licences pour l'exportation de gaz naturel

GH-3-90

Octobre 1990

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1990

N° de cat. NE 22-1/1991-12F
ISBN 0-662-96405-5

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 998-7204

Imprimé au Canada

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

Printed in Canada

Table des matières

Liste des tableaux ..... (iii)

Liste des figures ..... (iii)

List des annexes ..... (iii)

Abréviations ..... (iv)

Exposé et comparutions ..... (viii)

1. Introduction 1
- 1.1 Les demandes 1
- 1.2 Méthode axée sur les conditions du marché 1
  - 1.2.1 Méthode d'intervention en fonction des plaintes 1
  - 1.2.2 Évaluation de l'incidence de l'exportation 2
  - 1.2.3 Autres facteurs d'intérêt public 3
    - 1.2.3.1 Approvisionnement en gaz 4
    - 1.2.3.2 Marché et dispositions commerciales 5
- 1.3 Centrales de cogénération 6
- 1.4 Examen préalable en matière d'environnement 7
- 1.5 Dispositions de temporisation 7
- 1.6 Demandes complètes 7

2. Husky Oil Operations Ltd. 9
- 2.1 Résumé de la demande 9
- 2.2 Méthode d'Intervention en fonction des plaintes 10
- 2.3 Évaluation de l'incidence de l'exportation 10
- 2.4 Approvisionnement en gaz 10
  - 2.4.1 Contrats d'approvisionnement 10
  - 2.4.2 Réserves 10
  - 2.4.3 Capacité de production 11
  - 2.4.4 Permis d'acheminement de l'énergie 11
  - 2.4.5 Opinions de l'Office 12
- 2.5 Marché et dispositions commerciales 12
  - 2.5.1 Marché 12
  - 2.5.2 Transport 13
  - 2.5.3 Contrat d'achat de gaz 13
  - 2.5.4 Contrat d'achat d'électricité 14
  - 2.5.5 Réduction 15
  - 2.5.6 Contrat d'achat d'énergie thermique 16
  - 2.5.7 Opinions de l'Office 16
- 2.6 Décision 17

3. Mobil Oil Canada, Ltd. 18
- 3.1 Résumé de la demande 18

3.2 Méthode d'intervention en fonction des plaintes 20
3.3 Évaluation de l'incidence de l'exportation 20
3.4 Approvisionnement en gaz 20
3.4.1 Contrats d'approvisionnement 20
3.4.2 Réserves 20
3.4.3 Capacité de production 21
3.4.4 Permis d'acheminement de l'énergie 22
3.4.5 Opinions de l'Office 23
3.5 Marché et dispositions commerciales 23
3.5.1 Marché 23
3.5.2 Transport 25
3.5.3 Contrats d'achat de gaz 25
3.5.4 Opinions de l'Office 27
3.6 Décision 28

4. L & J Energy Systems, Inc. 29
4.1 Résumé de la demande 29
4.2 Méthode d'intervention en fonction des plaintes 29
4.3 Évaluation de l'incidence de l'exportation 30
4.4 Approvisionnement en gaz 30
4.4.1 Contrats d'approvisionnement 30
4.4.2 Réserves 30
4.4.3 Capacité de production 31
4.4.4 Permis d'acheminement de l'énergie 32
4.4.5 Opinions de l'Office 32
4.5 Marché et dispositions commerciales 32
4.5.1 Marché 32
4.5.2 Transport 33
4.5.3 Contrat d'achat de gaz 33
4.5.4 Contrat d'achat d'électricité 35
4.5.5 Réduction 35
4.5.6 Contrat d'achat d'énergie thermique 36
4.5.7 Opinions de l'Office 37
4.6 Décision 38

5. Décision 39

Liste des tableaux

1-1	Sommaire des licences visées par les demandes	3
2-1	Estimations comparées des réserves de gaz commercialisable restantes de Husky et du volume pour la durée visée par la demande	10
3-1	Estimations comparées des réserves de gaz commercialisable restantes de Mobil pour la durée visée par la demande	21
4-1	Estimations comparées des réserves de gaz commercialisable restantes visées par contrat de L & J pour le volume de la durée visée par la demande	30

Liste des figures

2-1	Estimations comparées de la capacité de production annuelle, par Husky et l'Office	11
3-1	Estimations comparées de la capacité de production annuelle, par Mobil et l'Office	22
4-1	Estimations comparées de la capacité de production annuelle, par Morgan et l'Office	31

List des annexes

I	Discussion technique des estimations des réserves pour le gisement A de Sierra Pine Point	39
II	Conditions des licences à délivrer	44

Abréviations

ALCOA	Aluminum Company of America
américain	des États-Unis d'Amérique
APE	autres producteurs d'électricité
BCEMPR	Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources de Colombie-Britannique
Canterra	Canterra Energy Ltd.
Cascade	Cascade Natural Gas Corporation
CNG	CNG Transportation Corporation
Consumers'	The Consumers' Gas Company Ltd.
contrat d'achat	contrat d'achat de gas naturel
contrat d'électricité	contrat d'achat d'électricité
contrat d'énergie thermique	contrat d'achat de vapeur (et d'eau refroidie dans la demande de L & J)
contrat de GAC	contrat de génie, d'achat et de construction
CP	CP National Corporation
Décret PEEE	*Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement*
DOE/FE	Department of Energy, Office of Fossil Energy (États-Unis)
EIE	évaluation de l'incidence de l'exportation
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
GEP	gas en place initial
GIL	service garanti interruptible limité
gisement Sierra A	gisement A de Sierra Pine Point

gisement Sierra E	gisement E de Sierra Pine Point
GJ	gigajoule
Husky	Husky Oil Operations Ltd.
IA	installation admissible
IGC	Intermountain Gas Company
IGI	IGI Resources, Inc.
Iroquois	gazoduc proposé du réseau Iroquois
km	kilomètre
Kraft	Kraft Inc.
L & J	L & J Energy Systems, Inc.
Loi	*Loi sur l'Office national de l'énergie*
Mobil	Mobil Oil Canada, Ltd.
Morgan	Morgan Hydrocarbons Inc.
MW	mégawatt
NGTL	Niagara Gas Transmission Ltd.
Niagara Mohawk	Niagara Mohawk Power Corporation
niveau minimal de prise	80 pourcent de 20 000 10^6 Btu par le nombre de jours dans l'année
Northwest	Northwest Pipeline Corporation
NOVA	NOVA Corporation of Alberta
NYPP	New York Power Pool
NYSPSC	New York State Public Service Commission
OCREA	Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta
Office	Office national de l'énergie
PJ	petajoule

Power City	Power City Partners, L.P.
prix de la c.s. no 3	catégorie de service n° 3 (taux de base général pour volume important, clients de Niagara Mohawk)
prix de vente et d'achat de Consumers'	Large volume Load Factor Service Rate Number 110 Buy/Sell Price publié dans le *Handbook of Rates and Distribution Services de Consumers'*
PURPA	*Public Utility Regulatory Policies Act of 1978* (États-Unis)
QCJ	quantité contractuelle journalière
QJM	quantité journalière maximale
SDL	sociétés de distribution locale
SEM	Ministry of Energy and Mines de Saskatchewan
SG	service garanti
St. Lawrence	St. Lawrence Gas Company
tarif CNG	tarif des besoins complets de CNG Transmission Corporation
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
TransGas	TransGas Limited
Union	Union Gas Limited
volumes de gaz de pointe	volumes réacheminés de la centrale de cogénération de Power City pour l'approvisionnement du réseau de St. Lawrence
Washington Natural	Washington Natural Gas Company
Westcoast	Westcoast Energy Inc.
10^6 Btu	million de Btu
10^6 pi^3	million de pieds cubes
10^9 pi^3	milliard de pieds cubes

18 CFR — *Title 18 Code of Federal Regulations* (États-Unis)

Exposé et comparutions

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, et à ses règlements d'application; et

RELATIVEMENT AUX demandes présentées par Husky Oil Operations Ltd., Mobil Oil Canada, Ltd. et L & J Energy Systems, Inc. conformément à la Partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* en vue de l'obtention de licences d'exportation de gaz naturel.

ENTENDUE à Ottawa (Ontario) les 31 juillet et 1er août 1990.

DEVANT:

R.B. Horner	Membre présidant
R. Priddle	Membre
C. Bélanger	Membre

COMPARUTIONS:

J.A. Snider	Husky Oil Operations Ltd.
S. Carscallen	Mobil Oil Canada Ltd.
L.G. Keough	L & J Energy Systems, Inc.
N.W. Boutillier	Alberta and Southern Gas Co. Ltd.
E.C. Eddy	B.C. Gas Inc.
B.J. Hodgins	CanWest Gas Supply Inc.
H.T. Soudek	The Consumers' Gas Company Ltd
J.H. Smellie	ICG Utilities (Ontario) Ltd.
J.J. Hopwood, c.r.	NOVA Corporation of Alberta
B. MacOdrum	Power City Partners, L.P.
K.J. MacDonald	ProGas Limited
A. Wells	Suncor Inc.
N.D. Patterson	TransCanada PipeLines Limited
D.A. Sulman G. Cameron	Union Gas Limited

E.B. McDougall	Washington Natural Gas Company
G. Toews	Western Gas Marketing LimitedM. Stauft
S. Scott D. Bursey	Office national de l'énergie

Chapitre 1
Introduction

1.1 Les demandes

Au cours de l'audience GH-3-90, l'Office national de l'énergie ("l'Office") a examiné trois demandes d'autorisation d'exportation de gaz, présentées en vertu de l'article 117 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* ("La Loi"). Les trois demandes portant sur cinq licences ont été produites par les entreprises suivantes:

1. Husky Oil Operations Ltd. ("Husky");
2. Mobil Oil Canada, Ltd. ("Mobil"), pour trois licences distinctes, et
3. L & J Energy Systems, Inc. ("L & J").

Le tableau 1-1 résume les détails des cinq licences visées par les demandes.

1.2 Méthode axée sur les conditions du marché

Lorsqu'il examine une demande qui vise l'obtention d'une licence autorisant l'exportation de gaz, l'Office doit, conformément à l'article 118 de la Loi, tenir compte de tous les facteurs qui lui semblent pertinents. En particulier, l'Office doit s'assurer que la quantité de gaz à exporter ne dépasse pas l'excédent sur les besoins normalement prévisibles du Canada, eu égard à l'orientation des découvertes.

Pour satisfaire aux exigences de l'article 118 de la Loi, l'Office s'appuie sur sa méthode axée sur les conditions du marché. L'exposé qui suit de la méthode axée sur les conditions du marché employée par l'Office est de nature générale et s'applique à chacune des demandes d'exportation entendues lors de l'audience GH-3-90.

La méthode axée sur les conditions du marché comporte notamment l'examen des facteurs suivants:

- les plaintes déposées, s'il y a lieu;
- une évaluation de l'incidence de l'exportation ("EIE"), et
- tout autre facteur que l'Office juge pertinent dans l'établissement de la conformité à l'intérêt public.

1.2.1 Méthode d'intervention en fonction des plaintes

Si des utilisateurs canadiens de gaz ne peuvent obtenir par contrat des approvisionnements en gaz à des conditions semblables, y compris le prix, à celles prévues pour l'exportation proposée, ils peuvent déposer une plainte auprès de l'Office en vertu de la méthode axée sur les conditions du marché.

1.2.2 Évaluation de l'incidence de l'exportation

L'EIE a comme objet d'aider l'Office à déterminer si une exportation proposée aurait comme effet probable de causer des difficultés aux Canadiens à répondre à leurs besoins énergétiques futurs à de justes valeurs marchandes. Lorsque l'on a commencé à utiliser la méthode axée sur les conditions du marché, chaque demandeur d'une licence d'exportation devait produire une EIE, dans laquelle on évaluait l'incidence de l'exportation proposée sur la demande, les prix et les approvisionnements intérieurs en gaz naturel et l'aptitude des marchés énergétiques canadiens à s'adapter sans difficulté à ces changements.

À la suite d'une revue des exigences de production d'EIE effectuée à l'automne de 1989, l'Office a décidé qu'il conserverait l'EIE dans sa méthode axée sur les conditions du marché, mais qu'il effectuerait sa propre évaluation sans lien avec un projet spécifique. Les demandeurs peuvent maintenant choisir d'utiliser l'analyse de l'Office ou encore de préparer et présenter leur propre analyse, en vue de la discussion afin de déterminer si les exportations proposées entraîneraient des difficultés d'adaptation pour les marchés énergétiques canadiens.

Par conséquent, on a demandé à chaque participant à l'audience GH-3-90 d'aviser l'Office et les parties intéressées s'il avait l'intention d'utiliser la plus récente EIE de l'Office ou de présenter sa propre EIE.

Tableau 1-1
Sommaire des licences visées par les demandes
GH-3-90

	Demandeur	Acheteur (type)	Durée	Point d. exp.	Date de début	Quantités maximales visées Quotidienne 10^3m^3 (10^6pi^3)	Annuelle 10^6m^3 (10^9pi^3)	Durée 10^6m^3 (10^9pi^3)
1.	Husky (nouvelle licence)	Power City (centrale de cogénération)	1er août 1992 au 1er nov. 2007	Cornwall (Ontario)	1er août 1992	566,6 (20,0)	206,8 (7,3)	3 154,0 (111,3)
2.	Mobil (nouvelle licence)	Cascade (approv. du réseau)	1er nov. 1990 au 31 oct. 2000	Huntingdon (C.-B.)	1er nov. 1990	327,5 (11,6)	119,5 (4,2)	1 195,5 (42,2)
3.	Mobil (nouvelle licence)	IGI Resources (approv. du réseau)	1er nov. 1990 au 31 oct . 2000	Huntingdon (C.-B.)	1er nov. 1990	136,5 (4,8)	49,8 (1,8)	
					1er nov. 1992	272,9 (9,6)	99,6 (3,5)	
					1er nov. 1995	409,4 (14,5)	149,4 (5,3)	
								1 145,6 (40,4)
4.	Mobil (nouvelle licence)	Washington Natural (approv. du réseau)	1er nov. 1990 au 31 oct. 2003	Huntingdon (C.-B.)	1er nov. 1990	272,9 (9,6)	99,6 (3,5)	
					1er nov. 1992	409,4 (14,5)	149,4 (5,3)	
								1 843,0 (65,1)
5.	L & J (nouvelle licence)	L & J (centrale de cognération)	15 ans après le début des livraisons garanties	Iroquois (Ontario)	1er nov. 1991	329,6 (11,7)	121,3 (4,3)	1 815,9 (64,1)

1.2.3 Autres facteurs d'intérêt public

En plus de la méthode d'intervention en fonction des plaintes et de l'EIE décrites ci-dessus pour déterminer si le gaz que l'on propose d'exporter représente un excédent, l'Office continue, comme l'exige l'article 118 de la Loi, d'étudier tous les autres facteurs qu'il estime pertinents pour décider si une exportation proposée va dans le sens de l'intérêt public.

Parmi ces facteurs étudiés par l'Office, mentionnons des preuves de l'existence d'un contrat pour l'exportation proposée de gaz, avec tous les détails de la nature des approvisionnements et des modalités de vente, ainsi que des copies des contrats signés; des preuves de l'appui des producteurs à l'exportation proposée; des preuves sur la situation des permis d'exportation du gaz de la ou des province(s) productrice(s) en cause; des preuves à l'effet que les revenus d'exportation permettront de récupérer les frais fixes de transport engagés pour effectuer l'exportation; des preuves sur la disponibilité de capacité dans les pipelines et des preuves sur le besoin de construire des pipelines et autres installations supplémentaires au Canada et dans le pays importateur.

Habituellement, ces facteurs peuvent se classer en deux catégories, soit a) les approvisionnements en gaz et b) le marché et les dispositions commerciales. Cette liste de facteurs que l'Office peut juger pertinents est présentée à titre d'exemple et ne se veut pas complète. Il s'agit d'illustrer le genre de questions que l'Office étudie dans son évaluation de l'intérêt public d'une proposition. C'est au demandeur qu'il incombe de persuader l'Office que sa proposition est conforme aux exigences de l'article 118 de la Loi.

1.2.3.1 Approvisionnement en gaz

L'Office analyse les modalités d'approvisionnement prévues par le demandeur, ce qui l'aide à déterminer si l'exportation proposée est conforme à l'intérêt public.

Dans son évaluation de l'approvisionnement en gaz, l'Office examine si les réserves et la capacité de production sont toutes deux adéquates pour permettre les exportations visées par la demande.

Chaque demandeur de licence d'exportation a produit des estimations de réserves établies restantes pour les champs où il prévoit produire le gaz naturel destiné à l'exportation proposée. L'Office a effectué des analyses géologiques et de génie des approvisionnements en gaz de chaque demandeur afin de préparer ses propres estimations des réserves de gaz commercialisable.

Pour son évaluation des réserves de gaz, l'Office a eu recours à sa banque de données sur les réserves de gaz, constamment mise à jour. L'évaluation des réserves de gaz comprend une vérification de la nomenclature, des études volumétriques de nouveaux gisements, un nouvel examen de gisements mis en valeur et une analyse des gisements en production, ce qui comprend la revue des données historiques de production et de pression. L'Office a également étudié et évalué la situation de tous les gisements visés par les demandes sur les plans de la propriété et de la situation contractuelle.

L'approche de l'Office à l'affectation de réserves pour des gisements à puits unique repose sur des études poussées du rendement et du drainage de ces gisements. Les résultats de ces études ont été regroupés par formation et par région en Alberta, pour révéler une variation considérable dans les superficies de drainage, par région comme par formation, avec la plus petite superficie pour les sables de Mannville. L'Office accepte de manière générale ces résultats, mais ne les applique qu'à titre de ligne directrice. Dans les cas où il existe des données géologiques ou autres indiquant que les lignes directrices ne conviennent pas, les rajustements aux affectations de zones figurent dans les estimations de réserves de l'Office. L'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta ("OCREA") a également effectué une étude des gisements à puits unique et adopté une approche des affectations de zones similaire à celle de l'Office.

L'approche de l'Office à l'affectation de réserves à un puits de découverte et le fait d'envisager une éventuelle augmentation des réserves se conforment à la définition de réserves établies. Cette définition s'applique à des réserves prouvées spécifiquement par forage, essai ou production, avec en plus la partie des réserves extrapolée subjectivement avec un degré raisonnable de certitude à partir de données géologiques, géophysiques ou similaires. Lorsque l'Office reçoit des données géologiques ou autres suggérant qu'une affectation accrue de superficie se justifie, les réserves affectées au puits de découverte comprendront une estimation de l'augmentation. Généralement, une partie de la superficie sera portée à la catégorie des réserves probables et diminuée en fonction d'un facteur de risque. De plus, l'Office a tenu compte des réserves potentielles lorsqu'un demandeur présente des preuves démontrant que des réserves potentielles relèveraient de son contrôle.

Les estimations de réserves présentées par les demandeurs visent des gisements spécifiques en Colombie-Britannique, en Alberta et en Saskatchewan. L'envergure des gisements va d'un petit gisement à puits unique jusqu'à de très grands

gisements établis. En général, les grands gisements produisent depuis assez longtemps, alors que les gisements à puits unique ne sont souvent pas encore entrés en production.

Dans son analyse des réserves de gaz commercialisable, l'Office a évalué le nombre, l'envergure et la répartition des gisements touchés par des estimations des demandeurs. Dans certains cas, le décompte des gisements par l'Office différait de celui d'un demandeur parce que l'Office regroupait ou séparait des gisements selon son interprétation des données du réservoir. Toutes les mentions de décomptes de gisements dans les chapitres suivants se fondent sur l'analyse de l'Office.

Les estimations des réserves par l'Office ont servi à préparer des prévisions de capacité de production, avec des données de base de capacité de livraison, sur chacun des gisements pour lesquels on a produit des estimations de réserves. Les prévisions de capacité de production font habituellement l'objet d'un rajustement en fonction des besoins prévus en gaz du demandeur. La capacité de production rajustée représente la capacité de production estimative à un moment quelconque, en reportant pour utilisation future la capacité de production provenant d'un excédent antérieur de capacité sur la production. Les besoins figurant dans les montants de capacité de production se fondent sur un facteur de charge de 100 pourcent et peuvent donc parfois dépasser dans une certaine mesure les besoins réels en approvisionnement d'un demandeur.

1.2.3.2 Marché et dispositions commerciales

L'Office passe en revue le marché et les dispositions commerciales sur lesquels repose un projet, pour l'aider à déterminer si les exportations proposées sont conformes à l'intérêt public.

L'analyse par l'Office des exportations à des sociétés de distribution locale ("SDL" tient notamment compte des besoins courants et prévus des SDL, de leur portefeuille d'approvisionnement et du rôle de l'exportation proposée dans ce portefeuille.

Dans le cas d'exportations destinées à des centrales de cogénération, l'analyse de l'Office comprend un examen de la chaîne contractuelle, du contrat de vente de gaz jusqu'aux contrats électriques et thermiques, afin de s'assurer de la durabilité[1]. L'Office examine également la situation du financement du projet, la construction et l'attestation de l'installation admissible ("LA") de cogénération. On définit les critères d'attestation d'IA à la section 1.3 des présents Motifs de décision.

Quel que soit le type de marché ultime, l'analyse de l'Office aborde notamment le facteur de charge prévu pour l'acheminement de l'exportation proposée et le statut de toutes autorisations réglementaires et modalités de transport pouvant être requises pour l'exportation.

L'analyse par l'Office des dispositions commerciales porte notamment sur les facteurs suivants:

- les engagements contractuels touchant l'approvisionnement de gaz dans la ou les province(s) de production;
- les arrangements de transport en amont et en aval;

---

[1] Une installation de cogénération se définit comme une installation qui produit de l'énergie électrique et des formes d'énergie thermique utiles (comme la chaleur ou la vapeur), servant à des fins industrielles, commerciales, de chauffage ou de refroidissement, par l'utilisation séquentielle de l'énergie. *Title 18 Code of Federal Regulations* ("18 CFR") § 292.202(c)(1980).

- les obligations contractuelles liant le vendeur canadien et l'acheteur des États-Unis d'Amérique ("américain");
- tout arrangement de revente prenant effet passé le point de vente frontalier, si un tel arrangement exerce un effet ou une influence sur l'accord de vente international, et
- dans le cas de ventes à une centrale de cogénération, les obligations contractuelles liant la centrale de cogénération et respectivement le service d'électricité et l'acheteur de la vapeur.

L'Office analyse les contrats de vente de gaz entre le vendeur canadien et l'acheteur américain pour déterminer spécifiquement si les contrats:

- permettent probablement de recouvrer les frais connexes de transport intraprovincial et interprovincial au Canada;
- se rendront probablement à leur échéance;
- garantissent que les volumes visés seront probablement pris, et
- ont l'appui des producteurs canadiens fournissant le gaz au projet d'exportation.

L'Office analyse les dispositions contractuelles d'établissement des prix afin de déterminer si l'on a conclu une entente durable et à long terme, correspondant au volume et à la période de la licence visée par la demande. Lorsque des contrats entre un vendeur canadien et un acheteur à l'exportation ont été librement négociés sans lien de dépendance, l'Office n'a l'intention d'intervenir que dans une situation exceptionnelle. Lors que le contrat d'exportation ne se conclut pas sans lien de dépendance, on examine alors selon le besoin d'autres contrats dans la chaîne d'arrangements entre le producteur de gaz et les utilisateurs ultimes.

1.3 Centrales de cogénération

Deux des trois demandes de licences d'exportation portent sur la vente de gaz destiné à des centrales de cogénération.

Dans chacun des cas, la centrale de cogénération proposée ferait appel à la technologie du cycle combiné, utilisant à la fois des génératrices électriques à turbine à combustion et à vapeur, afin d'améliorer l'efficacité de conversion. La réglementation en vertu de la loi américaine *Public Utility Regulatory Policies Act of 1978* ("PURPA") exige qu'une centrale de cogénération, pour conserver son statut d'IA, comporte une production thermique sous forme de vapeur industrielle représentant plus de 5 pourcent de la production énergétique totale de la centrale. De plus, l'énergie électrique totale, plus la moitié de la production en énergie thermique, doivent dépasser 45 pourcent du total des intrants en combustibles énergétiques (42,5 pourcent lorsque la production thermique dépasse 15 pourcent). Une centrale dont l'efficacité d'exploitation n'atteint pas les proportions définies par le PURPA risque de perdre son statut d'IA.

Pour conserver le statut d'IA, il faut également que la part de propriété d'un service public d'électricité dans une IA ne dépasse pas 50 pourcent.

La réglementation du PURPA oblige les services publics d'électricité à acheter toute l'électricité produite par une IA et, à moins que le service public et l'IA n'en conviennent autrement, à ne pas payer à l'IA plus que le coût évité complet de la production d'électricité.

Les propriétaires d'IA et les services d'électricité peuvent prendre d'autres dispositions permettant à un service d'électricité de rendre opérationnelle une centrale de cogénération[1].

Si une centrale de cogénération perd son statut d'IA, ni la réglementation du PURPA ni les règlements exécutoires ne l'empêcherait de regagner son statut, une fois que sa conformité aux critères d'admissibilité est rétablie.

1.4 Examen préalable en matière d'environnement

Le 8 février 1990, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, l'honorable Jake Epp, demandait par écrit à l'Office de préciser comment ce dernier se conformait ou se conformerait au *Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement* ("Décret PEEE") dans ses décisions sur l'émission de licences d'exportation de gaz naturel.

Dans sa réponse au Ministre, le président de l'Office indiquait que conformément au Décret PEEE, l'Office établirait un processus d'examen des éventuelles incidences sur l'environnement de propositions d'exportation présentées à l'Office.

L'examen préalable en matière d'environnement permet à l'Office d'en arriver à l'une des conclusions prévues à l'article 12 du Décret PEEE. À cette fin, l'Office a sollicité des mémoires écrits des demandeurs et de toutes les parties intéressées, conformément à l'Ordonnance d'audience GH-3-90.

Les demandeurs ont déposé auprès de l'Office des renseignements sur les incidences environnementales possibles de leur proposition et sur les incidences sociales pouvant en découler directement, y compris toute incidence à l'extérieur du territoire canadien.

On a transmis les mémoires de Husky, Mobil et L & J aux parties intéressées, en leur offrant l'occasion de commenter par écrit les questions relevées dans ces mémoires. Ensuite, Husky, Mobil et L & J ont eu l'occasion de répondre aux mémoires des parties intéressées.

L'Office a complété son examen préalable en matière d'environnement pour en arriver à la conclusion qu'à l'égard des propositions d'exportation de Husky, Mobil et L & J, les incidences environnementales défavorables éventuelles et les incidences sociales en découlant seraient négligeables ou atténuables à l'aide des mesures connues ou encore, pour certains aspects des projets, feraient l'objet d'un examen environnemental approfondi futur.

En ce qui a trait aux aspects des projets qui feront l'objet d'un examen environnemental approfondi futur, l'Office a conclu que le processus d'examen assurera une évaluation complète des incidences environnementales avant qu'il n'accorde son autorisation. Avec cette garantie, l'Office estime que l'émission immédiate des licences demandées n'aura aucun effet négatif sur cet examen subséquent. Les examen préalables en matière d'environnement de l'Office sont disponibles sur demande.

1.5 Dispositions de temporisation

Lors de l'émission d'une licence d'exportation de gaz, l'Office s'est donné comme pratique d'établir pour la licence une échéance à court terme au cours de laquelle, si l'exportation de gaz commence, la licence entre en vigueur pour la durée complète approuvée par l'Office. Comme la licence expire si l'exportation ne débute pas au cours d'une période de temps spécifiée, cette condition d'une licence s'appelle une disposition de temporisation. L'inclusion d'une

---

[1] Le service d'électricité peut alors déterminer le calendrier et le contrôle de la production d'électricité par une IA.

disposition de temporisation vise à restreindre les licences en suspens à celles pour lesquelles le gaz sera effectivement acheminé dans un délai raisonnable après l'audience. L'Office a interrogé chaque demandeur sur le caractère acceptable d'une disposition de temporisation dans la licence demandée et sur la pertinence du délai initial en question.

1.6 Demandes complètes

La Union Gas Limited ("Union") a exprimé sa préoccupation à l'égard du fait que l'Office publie des ordonnances d'audience à partir de demandes incomplètes, ce qui pourrait entraîner la production de preuves au dernier moment et ainsi rendre difficile pour les intervenants une évaluation complète et au moment opportun des demandes. Union avait déjà exprimé cette préoccupation lors d'audiences antérieures.

L'Office réalise que le processus d'audience est plus efficace lorsque tous les renseignements ont été déposés avant de publier l'Ordonnance d'audience. L'Office tente de s'assurer que tous les intervenants aient suffisamment de temps pour évaluer les demandes. L'Office continuera de tenir compte de ce facteur et ne convoquera des audiences à l'égard des demandes que lorsque ces demandes sont complètes. De cette façon, on pourra mieux définir les questions à l'étude et promouvoir une plus grande efficacité générale du processus d'audience.

Chapitre 2
Husky Oil Operations Ltd.

2.1 Résumé de la demande

Dans sa demande en date du 7 mars 1990, la Husky, en son propre nom et à titre d'agent de son affiliée, la Canterra Energy Ltd. ("Canterra"), a demandé, en vertu de la Partie VI de la Loi, une nouvelle licence d'exportation de gaz naturel comportant les modalités suivantes[1]:

Durée	-	à compter du 1er août 1992 jusqu'au 1er novembre 2007. Si les livraisons ne débutent qu'après le 1er novembre 1992 la durée de la licence s'établira è 15 ans, sans toutefois pouvoir dépasser le 31 octobre 2008.
Point d'exportation	-	près de Cornwall (Ontario).
Quantité maximale journalière	-	566,6 10^3m^3(20 10^6 pi^3)
Quantité maximale annuelle	-	206,8 10^6m^3(7,3 10^9 pi^3)
Quantité maximale pour la durée de la licence	-	3 154,0 10^6m^3(111,3 10^9pi^3)
Écarts admissibles	-	2 pourcent par jour et 2 pourcent par mois.
	-	tout volume dont l'exportation est autorisée qui n'est pas effectivement exporté au cours d'une année peut être exporté pendant le reste de la durée de la licence, sous réserve des quantités maximales journalière et annuelle[2].

Les réserves de gaz à l'appui de l'exportation proposée se trouvent dans les provinces de Colombie-Britannique et de Saskatchewan. Ces réserves proviennent de gisements établis et de champs contrôlés par Husky. Le gaz de Colombie-Britannique serait transporté du gisement à la frontière de l'Alberta par un nouveau raccordement. Le gaz serait ensuite transporté en Alberta par la NOVA Corporation of Alberta ("NOVA") vers l'interconnexion des réseaux de NOVA et TransCanada PipeLines Limited ("TransCanada"), près d'Empress (Alberta). Le gaz provenant de Saskatchewan passerait par les installations de TransGas Limited ("TransGas"). La livraison de TransGas à TransCanada s'effectuerait à l'interconnexion établie de leurs réseaux, près de Success (Saskatchewan). À partir de ces points d'interconnexion, TransCanada transporterait le gaz sur son réseau vers l'interconnexion établie avec le réseau de la Niagara Gas Transmission Ltd. ("NGTL"). Le gaz livré à la NGTL serait transporté à la frontière internationale près de Cornwall. À partir de ce point, la propriété du gaz passerait à la Power City Partners, L.P. ("Power City"). Le

---

1 Dans les présentes, les mentions de Husky visent collectivement Husky et Canterra, à moins que le contexte n'exige une précision.

2 Au cours de l'audience, Husky a convenu avec l'Office qu'une telle condition ne serait pas applicable en pratique et demandé qu'elle soit supprimée de la demande.

gaz serait alors expédié sur le réseau de la St. Lawrence Gas Company ("St. Lawrence") jusqu'aux environs de la centrale de cogénération de Power City, à Massena (New York). Le transport local du réseau de la St. Lawrence jusqu'à la centrale exigerait la construction d'un court gazoduc.

La centrale vendrait sa production électrique à la Niagara Mohawk Power Corporation ("Niagara Mohawk") et sa production de vapeur à l'Aluminum Company of America ("ALCOA").

2.2 Méthode d'Intervention en fonction des plaintes

La méthode d'intervention en fonction des plaintes donne aux utilisateurs canadiens de gaz l'occasion de s'opposer à une proposition d'exportation pour la raison qu'ils ne peuvent obtenir par contrat des approvisionnements en gaz à des conditions semblables, notamment le prix, à celles prévues pour l'exportation proposée.

Aucune plainte n'a été reçue à l'égard de la proposition d'exportation de Husky.

2.3 Évaluation de l'incidence de l'exportation

Husky a choisi de se fier à l'EIE la plus récente de l'Office, publiée le 7 septembre 1989, en se réservant le droit de préparer et présenter sa propre analyse si les données de celle de l'Office menaient à la conclusion que de nouvelles exportations de gaz entraîneraient des problèmes d'adaptation dans les marchés énergétiques canadiens. L'audience n'a fait ressortir aucun problème du genre.

L'EIE de l'Office indique que les volumes destinés à l'exportation et visés par la demande exerceraient une incidence minime sur la production, la consommation et le prix du gaz au Canada et que les utilisateurs canadiens d'énergie n'éprouveraient aucune difficulté à répondre à leurs besoins énergétiques futurs en conséquence de l'exportation proposée.

2.4 Approvisionnement en gaz

2.4.1 Contrats d'approvisionnement

Husky a présenté une liste de gisements desquels elle a l'intention d'extraire les volumes nécessaires pour l'exportation proposée à Power City. Puisque Husky prévoit approvisionner l'exportation proposée avec du gaz de ses propres gisements, il n'était pas nécessaire de produire des contrats d'approvisionnement de gaz. L'Office souligne qu'aucun gisement n'a été spécifiquement affecté à l'exportation proposée et que le gaz pourrait provenir de l'approvisionnement général de la société.

2.4.2 Réserves

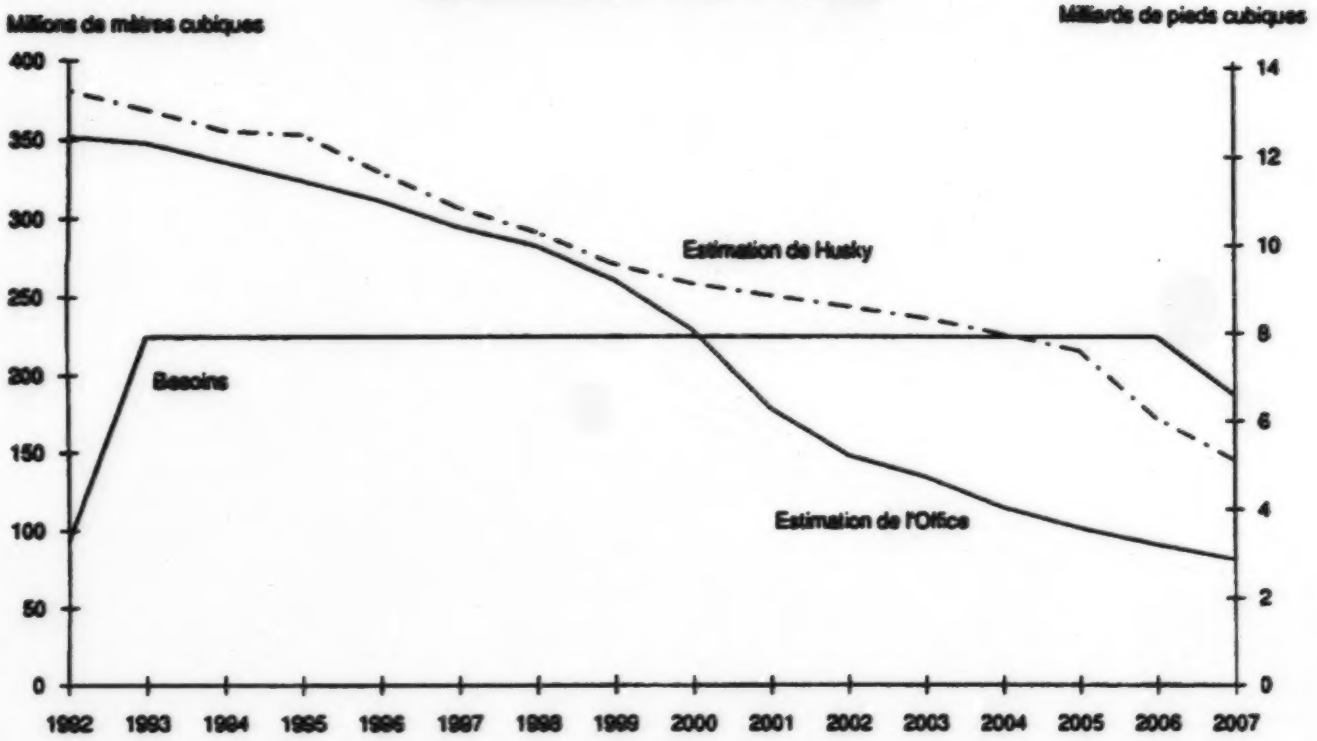
Au tableau 2-1, on peut constater que l'estimation par l'Office des réserves de gaz commercialisable restantes contractuelles de Husky est inférieure de 7 pourcent à l'estimation de Husky. L'estimation de l'Office dépasse de 12 pourcent le volume visée par la demande.

Tableau 2-1
Estimations comparées des réserves de gaz commercialisable restantes de Husky et du volume pour la durée visée par la demande

	$10^6 m^3$ $(10^9 pi^3)$

Figure 2-1

Capacité de production annuelle - comparaison entre les estimations de l'Office et de Husky



Le BCEMPR a avisé Husky qu'il estimait que Husky avait affecté des réserves suffisantes pour appuyer l'exportation des volumes visés par la demande de permis d'acheminement de l'énergie[1].

Le SEM n'a pas encore rendu sa décision à l'égard du permis d'acheminement de l'énergie.

2.4.5 Opinions de l'Office

L'estimation par l'Office des réserves dans les gisements mentionnés spécifiquement par Husky à l'appui de sa demande dépasse le volume visé par la demande. Cependant, l'évaluation par l'Office de la capacité de production de Husky indique des insuffisances par rapport aux besoins dans la dernière partie de la durée proposée de l'exportation. L'Office a étudié la preuve présentée par Husky à l'égard de ses approvisionnements d'ensemble libres de contrats et estime que toute insuffisance de capacité de production pourrait être comblée par l'approvisionnement global en gaz de Husky. Par conséquent, l'Office trouve adéquat l'approvisionnement en gaz disponible pour l'exportation proposée.

2.5 Marché et dispositions commerciales

2.5.1 Marché

Le cas proposé à l'exportation alimenterait une centrale de cogénération de 79 MW, que Power City a l'intention de construire à Massena (New York). Power City est une société en commandite du Delaware, avec Power City Generating, Inc., comme associé gérant et Energy Factors Incorporated et Sundance Energy Ltd. comme associés commanditaires.

La centrale de cogénération se construirait sur l'emplacement de l'usine d'ALCOA à Massena (New York). L'usine d'ALCOA, qui achèterait la vapeur, est une installation intégrée de fonderie et de fabrication, qui produit chaque jour quelque trois quarts de million de livres de fonte d'aluminium et qui fabrique du fil, des tiges et des barres d'aluminium. Niagara Mohawk, qui achèterait l'électricité, fournit un service d'électricité à plus de 1,4 million de clients résidentiels, commerciaux et industriels, avec une demande de pointe en électricité de plus de 6 200 MW. Buffalo, Syracuse, Albany et Watertown représentent ses quatre principaux marchés. La réduction de l'électricité disponible de la New York Power Authority et la croissance de la charge obligent Niagara Mohawk à se procurer de l'électricité supplémentaire d'autres sources, notamment des centrales de cogénération.

La construction de la centrale de cogénération devait commencer au début de l'été de 1990 pour se terminer à l'été de 1992.

Au moment de l'audience, Power City mettait au point le financement final du projet, qu'elle s'attendait à conclure avant la fin de l'année. Sythe Energies U.S.A. assure le financement provisoire.

L'ensemble des autorisations et permis requis aux États-Unis en matière d'environnement à l'égard de la construction et de l'exploitation de la centrale de cogénération étaient attendus pour l'automne 1990. La décision à l'égard de la demande d'autorisation d'importation présentée au ministère américain Department of Energy, Office of Fossil Energy ("DOE/FE") n'avait pas encore été rendue au moment de l'audience. La demande de certificat d'IA devait être présentée à la Federal Energy Regulatory Commission américaine "(FERC") après la signature du contrat de génie, d'achat et de construction ("contrat de GAC"). La négociation du contrat de GAC devait aboutir à la fin d'août. Husky

---

1 Après la clôture de l'audience, Husky, dans une lettre en date du 17 septembre 1990, a avisé l'Office qu'elle avait reçu du BCEMPR le certificat d'acheminement de l'énergie 36(9008). Ce certificat, qui arrive à expiration le 1er novembre 2007, permet à Husky d'acheminer jusqu'à concurrence de 2 708 $10^6 m^3$(96 10^9 pi^3) de gaz naturel de Colombie-Britannique.

a déclaré que l'on ne prévoyait aucun problème dans l'obtention d'un certificat d'IA par Power City, s'engageant à produire auprès de l'Office une preuve d'obtention de certificat sur réception de ce dernier.

Le demandeur estime à 93 pourcent le facteur de charge de la centrale de Power City au cours de la durée de l'exportation visée par la demande. En vertu du contrat d'achat de gaz naturel, la centrale de Power City achètera ses besoins minimaux en gaz exclusivement de Husky et utilisera du mazout n° 2 comme combustible de secours. Afin de respecter la réglementation de l'État de New York sur l'atmosphère, la centrale de cogénération ne sera pas autorisée à brûler du mazout plus de 10 pourcent du temps.

2.5.2 Transport

Le gaz provenant de Colombie-Britannique serait expédié en Alberta par gazoduc. Une fois en Alberta, on acheminerait le gaz vers Empress par le réseau NOVA. Le gaz provenant de Saskatchewan serait expédié à Empress par le réseau TransGas. À partir de ces points, TransCanada acheminerait le gaz vers le réseau NGTL pour livraison au réseau St. Lawrence. St. Lawrence livrerait ensuite le gaz à la centrale de cogénération à Massena (New York).

Le transport des réserves de Boundary Lake en Colombie-Britannique jusqu'au point d'admission de NOVA s'effectuerait par un gazoduc de 25 km, que construiront Placer CEGO Petroleum Inc. et Husky. Les demandes d'autorisations réglementaires nécessaires pour la construction de ce raccordement devraient être produites l'automne de cette année. Le transport en Alberta est assuré en vertu d'un contrat de transport garanti de neuf ans signé par NOVA et Husky. Le transport entre le gisement en Saskatchewan et le réseau de TransCanada s'effectuerait sur le réseau de TransGas, en vertu de contrats de cinq ans.

Husky a indiqué son intention d'évoquer les dispositions de droit de renouvellement que contiennent les contrats de service avec NOVA et TransGas pour le transport garanti suivant la période couverte par les contrats actuels.

Le 30 mars 1989, Power City a signé un contrat précédent de service garanti ("SG") de transport avec TransCanada. Les droits de transport de Power City sur le réseau TransCanada seront affectés à Husky lorsque commenceront les livraisons garanties. Husky a déclaré qu'elle tenterait de modifier la date d'échéance du contrat précédent en fonction de la date d'émission de la licence. Les nouvelles installations requises pour un SG sur le réseau TransCanada ont été approuvées lors de l'audience GH-1-89.

L'utilisation provisoire de capacité sur le réseau de TransCanada s'effectuerait par des ventes de Husky à The Consumers' Gas Company Ltd. ("Consumers'"). Au cours de la période de ces ventes, Husky se ferait affecter le contrat de SG pour transport sur le réseau de TransCanada.

Power City s'occupe pour Husky du transport garanti sur le réseau NGTL. Le transport sur le réseau de St. Lawrence s'effectuerait en vertu d'un contrat de service interruptible entre St. Lawrence et Power City. Husky s'est engagé à fournir à l'Office des copies signées des contrats de transports entre NGTL et St. Lawrence.

L'interconnexion du gazoduc, que construira St. Lawrence entre son réseau établi et la centrale de cogénération, n'a pas encore reçu l'approbation de la New York State Public Service Commission ("NYSPSC"). Les proposants ne prévoient aucune difficulté dans l'obtention de l'approbation de la NYSPSC.

Les réseaux NOVA, TransGas et NGTL n'exigeraient pas d'installations supplémentaires.

2.5.3 Contrat d'achat de gaz

Husky et Power City ont signé un contrat d'achat de gaz naturel ("contrat d'achat"), en date du 15 février 1990, et en ont produit une copie auprès de l'Office. Le contrat d'achat a une durée de quinze ans, à compter de la date de la

première livraison ferme, et prévoit des livraisons journalières d'un maximum de 566,6 10^3m^3 (20 10^6 pi^3) de gaz au point de livraison de Cornwall (Ontario).

Le contrat d'achat est assujetti à plusieurs conditions précédentes, notamment l'obtention de toutes les autorisations réglementaires canadiennes et américaines, la conclusion de toutes les dispositions en matière de transport au Canada et aux États-Unis, l'obtention par l'acheteur d'un engagement envers son financement à des conditions raisonnables, et la production par l'acheteur d'un avis de procéder aux travaux à l'intention de l'entrepreneur. Les conditions précédentes doivent être respectées au plus tard le 1er mai 1991, faute de quoi, l'une ou l'autre partie peut annuler le contrat d'achat.

Le contrat d'achat prévoit la livraison de gaz de démarrage avant le début des livraisons garanties. Si les livraisons n'ont pas commencé au plus tard le 1er novembre 1992, le contrat d'achat est annulé à moins que l'acheteur ne demande son prolongement. À tout événement, les livraisons doivent commencer au plus tard le 1er novembre 1993.

Si l'acheteur prend moins de 16 000 10^6 Btu par jour en moyenne pendant deux années contractuelles consécutives ("niveau minimal de prise"), l'acheteur devra verser un droit désigné de réservation jusqu'à concurrence de 500 000 $ US pour ces deux années. Si Power City commande moins que la quantité maximale journalière ("JM") de 566,6 10^3m^3 une journée quelconque, Husky peut choisir de vendre à des tiers toute partie de la QJM que ne prend pas Power City. Le contrat d'achat stipule également que Power City ne peut pas prendre moins que la quantité minimale journalière de Husky parce que Power City a accès à des approvisionnements en gaz de tiers.

Si St. Lawrence interrompt le transport vers la centrale de cogénération, pour acheter cet approvisionnement interrompu aux fins de son propre réseau ("volumes de gaz de pointe"), Power City a convenu d'affecter à Husky le droit de vendre ces volumes de gaz de pointe à St.Lawrence.

Le prix à l'exportation, établi annuellement, se fonde sur une composante-demande et une composante-produit. La composante-demande représente la somme de la composante-demande et de la composante-produit payée par Husky pour le transport par NOVA et (ou) TransGas et TransCanada en vue de la livraison au point d'exportation de Cornwall (Ontario).

La composante-produit fait l'objet d'un rajustement annuel à partir d'un niveau initial de 1,58 $ US/GJ (1,65 $ US/10^6 Btu) pour l'année civile 1991. Les rajustements à la composante-produit représentent 70 pourcent des changements apportés au Large Volume Load Factor Service Rate Number 110 Buy/Sell Price publié dans le *Handbook of Rates and Distribution Services de Consumers'* ("prix de vente et d'achat de Consumers'"), moins les frais de carburant et droits de transport garanti de TransCanada et NOVA, et 30 pourcent du changement dans le prix moyen sur douze mois du gaz vendu par Niagara Mohawk à ses clients de la catégorie de service n° 3 (taux de base général pour volume important) ("prix de la c.s. n° 3"), moins les frais de carburant et droits de transport garanti de CNG Transportation Corporation ("CNG") et de Niagara Mohawk.

Husky a précisé que le contrat pouvait être modifié par consentement mutuel des deux parties. En l'absence de consentement mutuel, tout différend se réglera conformément aux dispositions d'arbitrage du contrat.

Husky a témoigné du fait qu'au 1er janvier 1990,le prix à la frontière de Colombie-Britannique aurait représenté 1,89 $ CAN/GJ (1,80 $ CAN/10^6 Btu), avec un prix à la frontière de Saskatchewan de 2,07 $ CAN/GJ (1,97 $ CAN/10^6 Btu).

2.5.4 Contrat d'achat d'électricité

La vente proposée d'électricité de la centrale de cogénération de Massena s'effectuerait en vertu du contrat d'achat d'électricité ("contrat d'électricité"), conclu le 15 septembre 1988 par la Power City Generating Inc. et la Niagara

Mohawk et avec ses modifications. Le contrat d'électricité porte sur une période de vingt ans à compter de la date d'exploitation commerciale, renouvelable annuellement par la suite jusqu'au retrait de l'une ou l'autre partie.

La centrale de cogénération fonctionne en vertu du régime de base, Niagara Mohawk étant tenue d'acheter sa production électrique totale nette. L'exploitation en régime de base de la centrale de cogénération oblige Niagara Mohawk à payer un tarif d'électricité se fondant sur ses coûts évités, tels qu'approuvés par la NYSPSC. La vente d'électricité de la centrale de Massena n'exige pas de transit par un tiers.

2.5.5 Réduction

Union a déclaré que même si des décisions de la NYSPSC semblent avoir rendu inapplicables des dispositions contractuelles prévoyant la réduction des livraisons, ce problème de réduction persiste tout de même parce qu'il existe toujours des dispositions permettant à Niagara Mohawk de présenter à la NYSPSC une demande de réduction des livraisons de la centrale de cogénération. Union a de plus souligné qu'aucune preuve n'avait été présentée pour garantir absolument à l'Office qu'il n'y aura pas de réduction.

À l'issue de son examen du cas 88-E-081, la NYSPSC a émis le 27 juin 1989 une ordonnance par laquelle elle rejetait en partie les dispositions de réduction du contrat d'électricité entre Niagara Mohawk et Power City. Dans le cas 88-E-801, on affirme que les livraisons provenant d'autres producteurs d'électricité peuvent être réduites en vertu d'une disposition de la réglementation du PURPA, permettant aux services publics de réduire leurs acquisitions, lorsque les circonstances d'exploitation font que les achats d'IA entraîneraient des frais supérieurs à ceux que le service public engagerait s'il n'effectuait pas de tels achats[1]. On a déterminé qu'il existe de telles circonstances d'exploitation lorsqu'un service public réduit la production de ses propres unités en exploitation obligatoire au cours d'une période de charge réduite pour prendre de l'électricité d'autres producteurs d'électricité ("APE"). Une fois réduite, la production de ces unités ne serait plus disponible lorsque l'on passerait du point de charge légère à la charge de pointe d'une journée. Au lieu d'éviter des frais, le service public engagerait alors des frais supplémentaires pour garantir un approvisionnement en remplacement de la production non disponible des unités en exploitation obligatoire. Afin d'éviter ce genre de situation, le règlement 18 CFR § 292.304 (f) permet à un service public de réduire les livraisons provenant d'APE pour continuer d'exploiter ses propres installations en exploitation obligatoire.

La NYSPSC a déterminé qu'aucun service public n'a réussi à prouver qu'il pourrait effectivement survenir des circonstances d'exploitation créant des coûts évités négatifs et que par conséquent des dispositions de réduction se fondaient sur des présomptions non conformes au règlement § 292.304 (f).

La NYSPSC a constaté que les services publics, des membres du New York Power Pool ("NWPP"), présumaient que leurs réseaux fonctionnaient isolément, sans tenir compte de la possibilité de ventes hors-réseau à d'autres membres du NYPP. Un service public devrait démontrer que le NYPP ne serait pas en mesure d'absorber l'électricité avant de pouvoir effectuer une réduction. La NYSPSC a déclaré qu'en tenant comptes des ventes hors-réseau, la justification de la réduction disparaissait[1].

---

1 18 CFR § 292,304(f)(1)

1 Le personnel de la NYSPSC a analysé des opérations à l'échelle de tout le pool afin de déterminer la production par les autres producteurs au cours des périodes de faible charge. Avec des livraisons de moins de 5 000 MW de la part des autres producteurs, les services publics n'auraient pas besoin de réduire la production de leurs unités en exploitation obligatoire. Une réduction importante ne s'imposerait qu'en présumant des livraisons de 7 000 MW de la part des autres producteurs. Les services publics ne prévoyaient qu'une production de seulement 3 096 MW de la part des autres producteurs d'ici 1995.

Après 1994, le processus d'appel d'offres devrait faire concorder la capacité supplémentaire des APE et les besoins en capacité des services publics. La NYSPSC a présumé que la production obtenue par appel d'offres serait transportable, ce qui rendrait les services publics mieux en mesure d'atténuer les situations de surproduction sans avoir à effectuer des réductions à causes de circonstances d'exploitation.

Les services publics n'ont pas été en mesure de démontrer que des circonstances d'exploitation entraîneraient des coûts évités négatifs à compter de la date du cas 88-E-081 jusqu'en 1994, et la NYSPSC a donc déterminé qu'avec le début du processus d'appel d'offres en 1994, les nouvelles sources d'approvisionnement en électricité correspondraient aux besoins. Par conséquent, à cause de la souplesse d'exploitation qu'offre une plus grande transportabilité, la réduction ne se justifiera plus après 1994. Comme les services publics n'ont pas réussi à prouver qu'ils peuvent respecter les conditions énoncées au règlement § 292.304 (f) justifiant une réduction, les dispositions de réduction ont été rejetées et les services publics n'ont pas le droit de les évoquer.

Dans une autre ordonnance en date du 12 décembre 1989, la NYSPSC a apporté des éclaircissements à son ordonnance sur le cas 88-E-081, ce qui s'imposait pour s'assurer que les services publics bénéficient des droits que leur accorde le règlement § 292.304. Le NYSPSC a déclaré que la réduction ne serait pas permise à moins d'obtenir une autorisation écrite préalable des procédés de réduction, à la suite de l'examen par la NYSPSC de la présentation d'un service public. Dans la mesure où les dispositions du contrat actuel s'écartaient de l'interprétation et de l'application du règlement § 292.304 (f) tels que définies à l'issue des délibérations de la NYSPSC, ces dispositions ont été déclarées nulles et non avenues. Cependant, on a avisé les services publics qu'ils pourraient inclure dans leurs contrats futurs des dispositions de réduction conformes aux ordonnances de la NYSPSC, sans toutefois extrapoler à partir des présomptions établies lors des délibérations de la NYSPSC.

2.5.6 Contrat d'achat d'énergie thermique

Le vente proposée de la vapeur produite par la centrale de cogénération de Massena s'effectuerait en vertu du contrat d'achat de vapeur ("contrat d'énergie thermique")conclu le 6 avril 1989 par ALCOA et Power City. Le contrat d'énergie thermique s'applique à une période de seize ans à partir de la date de début des livraisons de vapeur, renouvelable pour une seule période de quatre ans.

ALCOA est dans l'obligation d'acheter de la vapeur en quantité suffisante pour permettre à la centrale de cogénération de conserver son statut d'IA au sens de la PURPA. Le contrat d'énergie thermique prévoit la mise au point d'autres utilisations de la vapeur si les besoins en vapeur d'ALCOA tombent sous le niveau minimal requis pour conserver le statut d'IA au sens de la PURPA. Une disposition de pénalité monétaire s'applique à l'ALCOA pour les dix premières années. Le contrat d'énergie thermique oblige également Power City à réactiver l'installation établie d'ALCOA afin de produire une partie ou l'ensemble de la vapeur requise par cette dernière, si la vapeur de la centrale de cogénération n'est pas disponible.

2.5.7 Opinions de l'Office

L'Office en arrive à la conclusion que les marchés en aval de l'électricité et de la vapeur produites par la centrale de cogénération sont garantis et que la centrale fonctionnerait avec un facteur de charge élevé.

L'Office relève qu'il reste à compléter le financement final du projet, l'obtention du certificat d'IA l'autorisation d'importation des autorités américaines (DOE/FE) et la signature du contrat de GAC. L'Office est d'avis que ces formalités s'effectueront probablement sans problème.

L'Office relève que la preuve d'un transport garanti de SG sur les réseaux de NOVA, TransGas et TransCanada a été déposée et que les contrats avec NGTL et St. Lawrence devraient être présentés sous peu.

L'Office juge que la proposition d'exportation de Husky permettrait le recouvrement de tous les frais fixes de transport au Canada. La composante-demande contractuelle du prix du gaz assure le recouvrement des frais de demande sur les réseaux de NOVA, TransGas et TransCanada.

L'Office juge que le mécanisme d'indexation prévu au contrat permettra d'ajuster le prix à l'exportation en fonction de l'évolution du marché. À cet égard, l'Office relève que même si le contrat d'achat de gaz ne contient pas de disposition explicite sur la renégociation et l'arbitrage des modalités de détermination des prix, d'autres articles du contrat permettent la renégociation et l'arbitrage.

De l'avis de l'Office, la disposition du contrat faisant de Husky le fournisseur unique, avec la probabilité que la centrale de cogénération fonctionnera avec un facteur de charge élevé, assurent des niveaux de prise adéquats en vertu du contrat d'achat de gaz.

L'Office convient avec Union qu'à partir de la preuve présentée, l'Office ne peut avoir la certitude absolue qu'il n'y aura pas de réduction des ventes d'électricité. Cependant, l'Office est d'avis qu'il n'existe qu'une possibilité minime de réduction des achats d'électricité de Power City par Niagara Mohawk. De plus, la possibilité de réduction n'aurait probablement pas d'effet sur la prise du gaz proposé à l'exportation et s'il y avait réduction, ce serait probablement seulement pour de brèves périodes. Par conséquent, l'Office est d'avis que la réduction ne représente pas un enjeu critique.

L'Office a analysé le contrat d'achat de gaz naturel et déterminé que les modalités de prix sont tels que le contrat durera probablement aussi longtemps que la durée du contrat et de la licence. L'Office relève que les négociations entre Husky et Power City ont eu lieu sans lien de dépendance.

2.6 Décision

L'Office a décidé d'émettre une nouvelle licence d'exportation de gaz à Husky, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil[1]. Les modalités de la licence figurent à l'annexe I, notamment une condition à l'effet que la durée de la licence commencera à la date de réception de l'approbation du gouverneur en conseil et se terminera le 1er novembre 1993, à moins que les exportations en vertu de cette licence ne commencent au plus tard le 1er novembre 1993, auquel cas la licence expirerait le 1er novembre 2007, sous réserve du fait que la durée de la licence s'établit à quinze années suivant le début des livraisons, si elles débutent après le 1er novembre 1992. La durée de la licence ne pourra en aucun cas aller au-delà du 31 octobre 2008. L'Office relève que Husky a accepté la date du 1er novembre 1993 pour la disposition de temporisation.

---

[1] Compte tenu du fait que Husky agirait de son propre chef et à titre d'agent de Canterra Energy Ltd., la licence précisera ce double rôle de Husky.

Chapitre 3
Mobil Oil Canada, Ltd.

3.1 Résumé de la demande

Dans sa demande en date du 21 décembre 1989, telle que modifiée, Mobil Oil Canada, Ltd., à titre d'associé directeur général de la société en nom collectif Mobil Oil Canada, a demandé, en vertu de la Partie VI de la Loi, trois nouvelles licences d'exportation de gaz naturel, visant chacune respectivement des ventes à Cascade Natural Gas Corporation ("Cascade"), IGI Resources, Inc. ("GI") et Washington Natural Gas Company ("Washington Natural"), comportant les modalités suivantes:

a) Cascade

Durée	-	à compter du 1er novembre 1990 jusqu'au 31 octobre 2000.
Point d'exportation	-	près de Huntingdon (Colombie-Britannique).
Quantité maximale journalière	-	327,5 10^3m^3(11,6 10^6 pi^3)
Quantité maximale annuelle	-	119,5 10^6m^3(4,2 10^9 pi^3)
Quantité maximale pour la durée de la licence	-	1 195,5 10^6m^3 (42,2 10^9 pi^3)
Écarts admissibles	-	tout rajustement aux licences d'exportation que pourrait exiger une variation du facteur de conversion thermique réelle.

b) IGI

Durée	-	à compter du 1er novembre 1990 jusqu'au 31 octobre 2000.
Point d'exportation	-	près de Huntingdon (Colombie-Britannique)
Quantité maximale journalière	-	du 1er novembre 1990 au 31 octobre 1992 136,5 10^3m^3 (4,8 10^6 pi^3)
	-	du 1er novembre 1992 au 31 octobre 1995, 272,9 10^3m^3 (9,6 10^6 pi^3)
	-	du 1er novembre 1995 au 31 octobre 2000 409,4 10^3m^3 (14,5 10^6 pi^3)
Quantité maximale annuelle	-	du 1er novembre 1990 au

		31 octobre 1992 49,8 $10^6 m^3$ ($1,8\ 10^9\ pi^3$)
	-	du 1er novembre 1992 au 31 octobre 1995, 99,6 $10^6 m^3$ ($3,5\ 10^9\ pi^3$)
	-	du 1er novembre 1995 au 31 octobre 2000 149,4 $10^6 m^3$ ($5,3\ 10^9\ pi^3$)
Quantité maximale pour la durée de la licence	-	1 145,6 $10^6 m^3$ ($40,4\ 10^9\ pi^3$)
Écarts admissibles	-	tout rajustement aux licences d'exportation que pourrait exiger une variation du facteur de conversion au pouvoir calorifique réel.

c) Washington Natural

Durée		-à compter du 1er novembre 1990 jusqu'au 31 octobre 2003.
Point d'exportation	-	près de Huntingdon (Colombie-Britannique)
Quantité maximale journalière	-	du 1er novembre 1990 au 31 octobre 1992 272,9 $10^3 m^3$ ($9,6\ 10^6\ pi^3$)
	-	du 1er novembre 1992 au 31 octobre 2003 409,4 $10^3 m^3$ ($14,5\ 10^6\ pi^3$)
Quantité maximale annuelle	-	du 1er novembre 1990 au 31 octobre 1992 99,6 $10^6 m^3$ ($3,5\ 10^9\ pi^3$)
	-	du 1er novembre 1992 au 31 octobre 2003 149,4 $10^6 m^3$ ($5,3\ 10^9\ pi^3$)
Quantité maximale pour la durée de la licence	-	1 843 $10^6 m^3$ ($65,1\ 10^9\ pi^3$)
Écarts admissibles	-	tout rajustement aux licences d'exportation que pourrait exiger une variation du facteur de conversion au pouvoir calorifique réel.

Les réserves de gas à l'appui de l'exportation proposée se trouvent en Colombie-Britannique, dans des gisements établis que contrôle Mobil. Le gaz serait transporté sur le réseau de Westcoast Energy Inc. ("Westcoast") de l'usine jusqu'au point d'exportation près de Huntingdon, à partir duquel les trois acheteurs, Cascade, IGI et Washington Natural, obtiendraient la propriété du gaz. Le gaz serait ensuite transporté sur le réseau de Northwest Pipeline Corporation ("Northwest").

Le gaz de Mobil acheté par les sociétés de distribution locale ("SDL") Cascade et Washington Natural servirait d'approvisionnement du réseau. Le gaz acheté par IGI, un organisme entièrement intégré d'approvisionnement en gaz naturel et de service à la clientèle, servirait principalement à répondre aux besoins en approvisionnement du réseau de deux des sociétés de distribution locale qui figurent parmi ses clients, Intermountain Gas Company ("ICG") et CP National Corporation ("CP").

3.2 Méthode d'intervention en fonction des plaintes

La méthode d'intervention en fonction des plaintes donne aux utilisateurs canadiens de gaz l'occasion de s'opposer à une proposition d'exportation pour la raison qu'ils ne peuvent obtenir par contrat des approvisionnements en gaz à des conditions semblables, notamment le prix, à celles prévues pour l'exportation proposée.

À cette audience, aucun intervenant n'a déposé de plainte en vertu de la méthode d'intervention en fonction des plaintes de l'Office. Cependant, le compte-rendu comprenait une lettre de la B.C. Gas, cette dernière indiquant avoir envisagé de produire une preuve pour s'opposer à l'exportation proposée par Mobil. Par la suite, B.C. Gas et Mobil ont tenu des négociations et B.C. Gas en est arrivé à la conclusion que Mobil avait agi de bonne foi pour fournir des volumes de gaz pertinents sur le marché intérieur de Colombie-Britannique.

3.3 Évaluation de l'incidence de l'exportation

Mobil a choisi de se fier à l'EIE la plus récente de l'Office, publiée le 7 septembre 1989. Le processus d'audience n'a fait ressortir aucun problème éventuel d'adaptation dans les marchés énergétiques canadiens.

En se fondant sur sa plus récente EIE, l'Office conclut que les volumes destinés à l'exportation et visés par la demande présenteraient une incidence minime sur la production, la consommation et le prix du gaz au Canada et que les utilisateurs canadiens d'énergie n'éprouveraient aucune difficulté à répondre à leurs besoins énergétiques futurs en conséquence de l'exportation proposée.

3.4 Approvisionnement en gaz

3.4.1 Contrats d'approvisionnement

Puisque Mobil prévoit approvisionner l'exportation proposée à partir de ses propres réserves du gisement A de Sierra Pine Point ("gisement Sierra A") au nord-est de la Colombie-Britannique, il n'y a pas de contrat d'approvisionnement de gaz. L'Office relève que même si Mobil a déclaré son intention d'approvisionner les volumes requis à partir du seul gisement Sierra A, elle ne s'y est pas engagée par contrat.

3.4.2 Réserves

Au tableau 3-1, on compare des estimations par Mobil et l'Office des réserves de gaz commercialisable du gisement Sierra A au 1er novembre 1990.

L'Office a effectué ses propres calculs sur les réserves établies initiales et restantes du gisement et a suivi de près le rendement du gisement Sierra A pendant plus de dix ans. Au cours de cette période, l'Office a également analysé diverses estimations des réserves du gisement effectuées par l'industrie.

À cause de données souvent contradictoires, de la complexité relative du comportement du réservoir du gisement Sierra A et des écarts considérables entre les estimations des réserves calculées selon les approches volumétrique et de la balance de matériel, l'Office juge approprié de présenter un éventail des estimations de réserves pour le gisement.

Les estimations par l'Office des réserves restantes, obtenues par les méthodes volumétrique et de balance de matériel, sont moins élevées que celles de Mobil, respectivement de 23 et de 17 pourcent. Cependant, avec les deux méthodes, l'estimation des réserves par l'Office surpasse le volume visé par la demande. L'annexe I contient une discussion technique des critères d'estimation des réserves utilisés par l'Office pour le gisement Sierra A.

Il faut mentionner que Mobil a affirmé que la technique de la balance de matériel constitue une approche plus fiable à la détermination des réserves pour ce gisement et que Mobil a présenté son estimation volumétrique à des seules fins comparatives.

Tableau 3-1

Estimations comparées des réserves de gaz commercialisable restantes de Mobil pour la durée visée par la demande, au 1er novembre 1990

($10^6 m^3$)
($10^9 pi^3$)

	Mobil	ONE	Volume visé par la demande
Balance de matériel	10 240[1] (363)	7 895[3] (279)	4 184 (149)
Volumétrique	6 170 (219)[2]	5 090[4] (180)	

1. Cette estimation a été dérivée de l'estimation selon la balance de matériel par Mobil de 38 683 $10^6 m^3$ (1 373 10^9 pi^3) de gaz en place initial ("GEP"), d'une production cumulative de gaz brut de 13 977 $10^6 m^3$ (496 10^9 pi^3) au 23 mai 1990, d'une production estimative de 300 $10^6 m^3$(10,6 10^9 pi^3) du 24 mai au 31 octobre 1990, Mobil utilisant un facteur de récupération de 70 pourcent et un facteur total de pertes en cours de traitement de 20 pourcent.
   Mobil a fourni une estimation de la production cumulative de gaz brut de 13 977 $10^6 m^3$ (496 10^9 pi^3)au 23 mai 1990. L'Office a estimé la production de gaz brut à 300 $10^6 m^3$ (10,6 10^9 pi^3) pour la période du 24 mai au 31 octobre 1990, afin de pouvoir effectuer une estimation des réserves au 1er novembre 1990.
2. Cette estimation a été dérivée de l'estimation volumétrique par Mobil de 31 411 $10^6 m^3$ (1 115 10^9 pi^3) de GEP au 23 mai 1990 (à l'exclusion des réserves du gisement E de Sierra Pine Point ("gisement Sierra E")), d'une production cumulative de gaz brut estimée à 14 277 $10^6 m^3$ (507 10^9 pi^3) au 1er novembre 1990, avec pour Mobil un facteur de récupération de 70 pourcent et un facteur de pertes en cours de traitement de 20 pourcent.
3. Cette estimation a été dérivée de l'estimation selon la balance de matériel par l'Office de 33 116 $10^3 m^3$ (1 325 10^9 pi^3) de GEP, d'une production cumulative de gaz brut de 14 277 $10^6 m^3$ (571 10^9 pi^3) au 23 mai 1990, avec un facteur de récupération global de l'ordre de 75 pourcent et un facteur de pertes en cours de traitement de 20 pourcent.
4. Cette estimation a été dérivée de l'estimation volumétrique par l'Office de 27 545 $10^6 m^3$ (1 102 10^9 pi^3)de GEP, d'une production cumulative de gaz brut de 14 277 $10^6 m^3$ (571 10^9 pi^3), avec un facteur de récupération global de l'ordre de 75 pourcent et un facteur de pertes en cours de traitement de 20 pourcent.

3.4.3 Capacité de production

La figure 3-1 présente une comparaison des projections par l'Office et par Mobil de la capacité de production des volumes visés par la demande. Mobil a présumé la disponibilité d'une source de gaz non acide pour les besoins en carburant de l'usine et des compresseurs futurs.

La projection de la capacité de production par l'Office se situe à mi-chemin entre les estimations des réserves selon les méthodes volumétrique et de balance de matériel et elle correspond aux besoins indiqués à la figure 3-1. L'estimation de la capacité de production par Mobil se fonde sur une projection antérieure des besoins, plus élevée que celle indiquée à la figure 3-1.

Au début de la période, les projections de l'Office comme celles de Mobil indiquent une capacité de production surpassant de loin les volumes visés par la demande, à mesure que s'épuise le facies dolomitique très productif. Toutefois, les deux projections commencent à s'écarter vers le milieu des années 1990. Cet écart s'explique par l'estimation moins élevée que fait l'Office des réserves du facies dolomitique, qui ferait reposer une plus forte proportion de la capacité de livraison sur le facies calcaire beaucoup moins productif. La projection de capacité de production par Mobil repose uniquement sur le facies dolomitique très productif et surpasse les volumes visés par la demande pour toute la durée des exportations proposées. La projection de capacité de production par l'Office, bien qu'inférieure à celle de Mobil, surpasse également les besoins pour toute la durée des exportations proposées. Mobil a également affirmé que si la capacité de production devenait insuffisante, elle pouvait se tourner vers des approvisionnements d'autres gisements dans la région et sur les découvertes futures d'exploration.

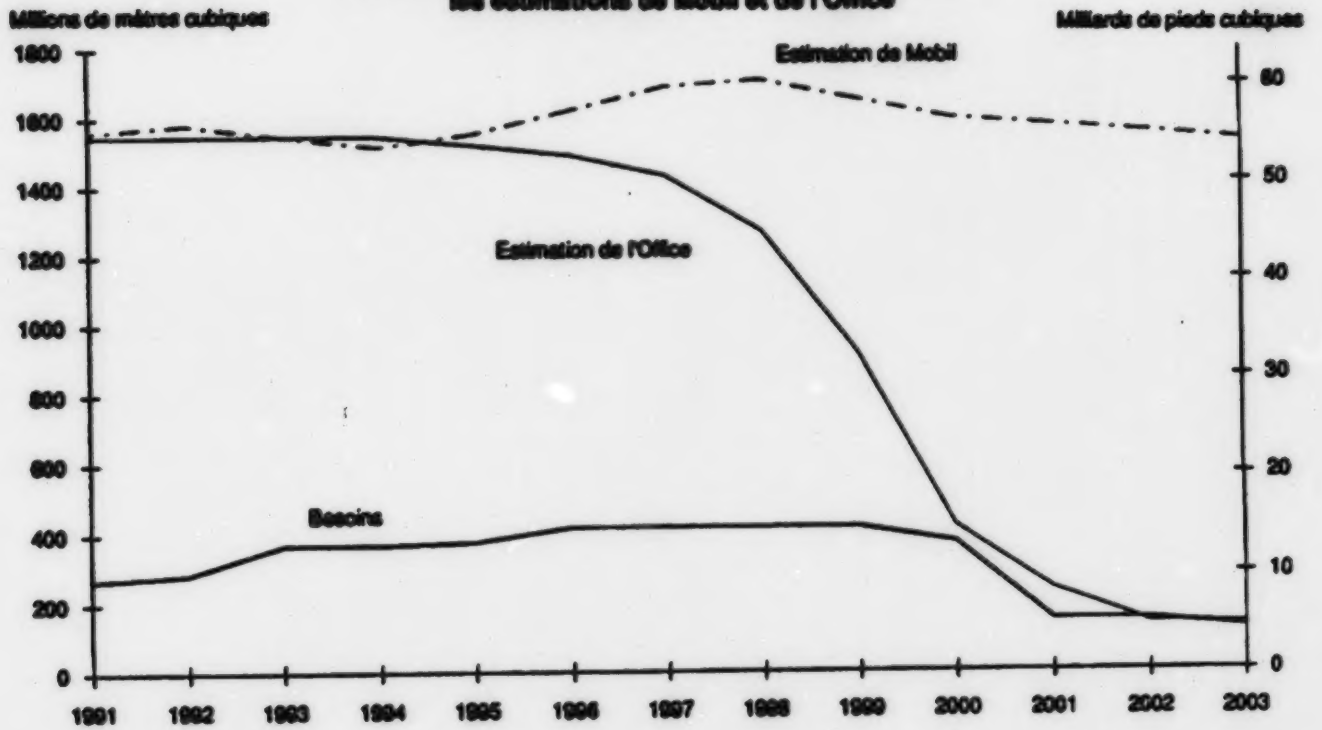
3.4.4 Permis d'acheminement de l'énergie

Le 30 juillet 1990, Mobil a reçu les certificats d'acheminement de l'énergie 30(9007), 31(9007) et 32 (9007) du BCEMPR, l'autorisant à acheminer les volumes visés par la demande à partir de cette province.

Figure 3-1
Capacité de production annuelle - comparaison entre les estimations de Mobil et de l'Office

Figure 3-1

Capacité de production annuelle - comparaison entre les estimations de Mobil et de l'Office



3.4.5 Opinions de l'Office

Les analyses de l'Office et de Mobil ont donné lieu à des estimations divergentes des réserves du gisement Sierra A. L'Office réalise à quel point il est difficile d'obtenir une estimation fiable des réserves de ce gisement, mais il estime que l'ordre de grandeur présenté par ses estimations volumétrique et de balance de matériel représente une référence raisonnable pour l'évaluation de la demande d'exportation. L'ordre de grandeur de cette estimation des réserves est moins élevé que l'estimation de balance de matériel de Mobil, mais il rejoint l'estimation volumétrique des réserves par Mobil. Pour les raisons abordées à l'annexe I, l'Office ne considère pas que l'analyse de balance de matériel présentée par Mobil constitue une référence appropriée en vue de déterminer les réserves établies du gisement dans la situation actuelle. Plus particulièrement, l'Office trouve que la conclusion de Mobil à l'effet que l'entrée d'eau n'a pas d'effet mesurable sur le rendement du gisement va à l'encontre d'autres données qui indiquent que le contact entre le gaz et l'eau continue d'augmenter et que la production d'eau du gisement en fait autant. L'Office craint également qu'une production accrue d'eau n'ait un effet négatif sur le facteur de récupération du gisement.

Les projections de capacité de production du gisement Sierra A dépendent en grande partie à la fois de l'envergure et de la répartition des réserves restantes, deux éléments plutôt vagues. La projection de la capacité de production par l'Office diffère considérablement de celle de Mobil pour les dernières années de l'exportation proposée, mais indique cependant un approvisionnement adéquat pour répondre aux besoins.

Malgré la difficulté d'évaluer les réserves et la capacité de production de ce gisement, l'Office juge satisfaisante la capacité d'approvisionnement de Mobil à partir des données fournies sur ce gisement précis. L'Office réalise également que Mobil pourrait se fier à d'autres sources d'approvisionnement afin de compenser toute insuffisance d'approvisionnement que pourrait provoquer un rendement moins élevé que prévu du gisement.

3.5 Marché et dispositions commerciales

3.5.1 Marché

Mobil propose exporter du gaz à trois acheteurs, soit Cascade, IGI et Washington Natural. Cascade et IGI sont des SDL qui utiliseraient le gaz pour l'approvisionnement de leur réseau. Le gaz vendu à IGI serait principalement revendu à deux SDL clientes de IGI, soit IGI et CP.

En octobre 1988, Northwest mettait fin à son contrat d'exportation à long terme avec Westcoast. Depuis, les trois acheteurs qui auparavant achetaient du gaz de Northwest, directement ou par leur SDL clientes, achètent du gaz par contrats à court terme avec Mobil. Les trois acheteurs désirent maintenant convertir ces contrats à court terme en contrats à long terme.

Cascade

Cascade est un service public réglementé s'occupant de vendre et distribuer du gaz naturel dans des collectivités de l'est et de l'ouest de l'État de Washington et du centre et de l'est de l'Oregon. En septembre 1989, Cascade a facturé un total de 91 136 clients, dont 75 360 dans le secteur résidentiel, 17 363 dans le secteur commercial, 384 dans le secteur industriel et 29 dans le secteur institutionnel.

En 1988, le marché d'utilisateurs ultimes de Cascade a consommé 50,6 PJ (48,0 millions 10^6 Btu) de gaz. On ne prévoit que des hausses marginales de consommation dans les secteurs résidentiel et commercial du marché de Cascade. À cause de l'imprécision des prévisions, on ne prévoit aucun changement à la demande établie pour les secteurs industriel ou institutionnel. Cascade prévoit que la demande énergétique total de son marché d'utilisateurs ultimes passera à 51,9 PJ (49,2 millions 10^6 Btu) d'ici l'an 2000.

Historiquement, Northwest était l'unique fournisseur de gaz de Cascade. Cependant, depuis 1985, Cascade diversifie ses sources d'approvisionnement. Les volumes visés par la demande, actuellement transportés par commandes à court terme, s'ajouteraient aux autres achats garantis actuels de Cascade auprès de Northwest, Canadian Hydrocarbons Energy Marketing et Williams Gas Marketing. En 1991, le gaz exporté par Mobil, en présumant un facteur de charge de 75 pourcent, représenterait environ 7 pourcent de l'approvisionnement total de Cascade.

Cascade a déclaré que le facteur de charge prévu des achats auprès de Mobil pendant la durée de la licence ne serait pas inférieur à 75 pourcent, en se fondant sur les prises réelles au cours des deux dernières années.

Cascade a déclaré détenir une autorisation générale du DOE/FE expirant en juin 1991, permettant le transport de l'exportation, et a également déclaré son intention de produire en août 1990 une demande d'autorisation d'importation auprès du DOE/FE, portant sur les volumes et les durées spécifiques de l'achat auprès de Mobil.

IGI

IGI est une entreprise entièrement intégrée d'approvisionnement en gaz naturel et de service à la clientèle, qui dessert l'ouest des É.-U. Sa clientèle compte actuellement plus de 150 utilisateurs ultimes industriels, deux courtiers-commercialisateurs et quatre SDL. L'entreprise concentre ses activités sur les SDL et les utilisateurs ultimes industriels, en particulier ceux des réseaux ICG et CP. L'exportation proposée servirait principalement à répondre aux besoins d'approvisionnement du réseau d'IGC, mais elle servirait également à desservir CP. IGI et IGC sont des filiales à part entière de Intermountain Gas Industries Inc., de Boise (Idaho).

IGC dessert 105 000 clients dans 70 collectivités de tout le sud de l'Idaho. L'économie de la zone desservie repose principalement sur l'agriculture et les industries connexes. Environ 91 000 clients résidentiels et 14 000 clients commerciaux sent branchés au réseau. Les quelque 87 clients industriels représentaient 59 pourcent de la demande pour l'année financière 1988. La demande industrielle en gaz subit une forte influence de la situation économique de l'agriculture. Une partie du gaz sert de charge d'alimentation dans la production d'engrais chimique.

Historiquement, IGC s'approvisionnait en gaz auprès de Northwest Le 10 juin 1988, Northwest acceptait un certificat général de transport libre accès en vertu des ordonnances 436 et 500 de la FERC et depuis, IGI remplit le rôle d'agent unique d'acquisition de gaz pour IGC. La majorité des achats effectués au nom d'IGC portent sur des contrats à moyen et long terme, avec des approvisionnements périodiques sur le marché du disponible.

IGI a présenté une prévision des besoins et des approvisionnements en gaz pour IGC et CP, jusqu'à l'an 2000. En 1988, les marchés d'utilisation ultime d'IGC et de CP ont enregistré une consommation énergétique totale respective de 31,0 PJ (29,4 millions 10^6 Btu) et de 6,6 PJ (6,26 millions 10^6 Btu). D'ici l'an 2000, on prévoit une consommation énergétique totale respective de 41,5 PJ (39,4 millions 10^6 Btu) et de 9,6 PJ (9,09 millions 10^6 Btu).

IGI a indiqué prévoir un facteur de charge d'environ 85 pourcent. Avec ce facteur, l'exportation proposée de Mobil représenterait environ 4 pourcent des besoins totaux combinés d'IGC et de CP.

IGI a également précisé avoir obtenu un prolongement de deux ans de son autorisation générale du DOE/FE, qui expirait le 1er août 1990, et qu'elle avait l'intention de produire avant la fin du mois une demande d'autorisation d'importation auprès du DOE/FE, portant sur les volumes et les durées spécifiques de l'achat auprès de Mobil.

Washington Natural

Washington Natural est une SDL réglementée qui distribue du gaz naturel à plus de 330 000 clients dans la région de Puget Sound de l'État de Washington, qui comprend Seattle et Olympia, la capitale de l'État. Washington Natural est une filiale à part entière de Washington Energy Company, une société de portefeuille aux avoirs diversifiés.

En plus de l'approvisionnement de son réseau, la SDL a déclaré qu'elle pourrait également utiliser le gaz de Mobil arrivant l'été pour l'injecter dans une installation de stockage souterrain, le Jackson Prairie Underground Storage Field, dont elle est propriétaire au tiers.

En 1988, le marché d'utilisation ultime de Washington Natural a connu une consommation énergétique totale de 70,5 PJ (66,9 millions 10^6 Btu). On prévoit qu'en 2003 la consommation énergétique totale atteindra 121,9 PJ (115,6 millions 10^6 Btu). On prévoit en moyenne 19 000 nouveaux clients par année jusqu à l'an 2000, avec une utilisation accrue par client. Les besoins journaliers en approvisionnements garantis de Washington Natural devraient augmenter de 21 092 à 31 638 GJ (de 20 000 à 30 000 10^6 Btu) chaque année jusqu'en 1994.

Historiquement, Washington Natural achetait tout son approvisionnement en gaz de Northwest en vertu de contrats de service garanti. Lorsque Northwest s'est déclarée transporteur libre accès, Washington Natural a choisi de retenir un service garanti de ventes sur pipeline de 158 192 GJ (150 000 10^6 Btu) par jour, pour convertir le reste de son contrat de vente garantie, 156 733 GJ (148 616,55 10^6 Btu) par jour, en capacité de transport garanti. Washington Natural a déterminé que pour remplacer l'approvisionnement garanti de Northwest pour l'année commençant en octobre 1989, elle doit obtenir un contrat visant environ 100 188 GJ (95 000 10^6 Btu) par jour d'approvisionnement garanti. Washington Natural a indiqué que ses besoins journaliers moyens sur une année, avec un climat normal, représentaient environ 210 923 GJ (200 000 10^6 Btu).

Washington Natural a affirmé qu'une demande d'autorisation d'importation auprès du DOE/FE portant sur l'achat de Mobil avait été complétée et serait présentée le 31 juillet 1990 et qu'elle possédait une autorisation à court terme permettant le transport du gaz, valide jusqu'à l'hiver de 1992.

Chacun des trois acheteurs a témoigné que ses prévisions et les présomptions sur lesquelles elles reposent sont réalistes et a démontré l'existence d'un besoin pour le gaz canadien visé par la demande.

3.5.2 Transport

Le gaz serait transporté sur le réseau Westcoast jusqu'au point d'exportation de Huntingdon (Colombie-Britannique). À partir de la frontière internationale, le gaz serait transporté sur le réseau de gazoducs de Northwest pour livraison aux réseaux en aval de Cascade, IGI et Washington Natural, à l'intention de leurs clients respectifs.

Mobil détient une capacité de service garanti journalier de plus de 1 000 10^3m^3 (35 300,98 10^6 pi^3), en vertu d'un contrat avec Westcoast en vigueur jusqu'au 31 octobre 1991. Cette capacité suffit à la livraison de la quantité journalière maximale initiale de 736,92 10^3m^3 (26,0 10^6 pi^3). Mobil a indiqué son intention d'évoquer la disposition de droits de renouvellement à l'article 2.02 des modalités générales de Westcoast Pipeline Tariff, afin d'obtenir un transport garanti après la date d'expiration susmentionnée.

Aux É.-U., Cascade, IGI et Washington Natural détiennent par contrat une capacité garantie suffisante sur le réseau Northwest, entre Sumas (Washington) et leur point de livraison respectif. Ces contrats de transport expirent respectivement en 2014, 2008 et 2004, tous après la durée des licences visées par la demande.

De la tête de puits jusqu'au lieu de consommation, aucune nouvelle installation de pipeline ne serait nécessaire pour accommoder les exportations proposées.

3.5.3 Contrats d'achat de gaz

Le gaz à exporter serait vendu en vertu de trois contrats distincts avec Cascade, IGI et Washington Natural, au point de livraison de Huntingdon (Colombie-Britannique), conformément aux modalités des contrats d'achat de gaz du 1er novembre 1990 avec Mobil.

Cascade

Le durée initiale du contrat d'achat de gaz ("contrat d'achat") entre Mobil et Cascade expire le 31 octobre 2000, avec prolongement automatique pour des périodes successives de deux ans, à moins d'avis de l'une ou l'autre partie.

La vente et l'achat du gaz en vertu du contrat font l'objet de plusieurs conditions précédentes, notamment l'obtention de toutes les autorisations réglementaires canadiennes et américaines et la conclusion de l'ensemble des contrats de transport canadiens et américains. Si ces conditions précédentes n'ont pas été respectées au 1er novembre 1990, l'une ou l'autre des parties peut mettre fin au contrat par avis écrit. Le contrat d'achat peut également être annulé si l'on a recours plus de trois fois à l'arbitrage du prix pendant les sept premières années de la durée de contrat.

Cascade a convenu par contrat d'acheter quelque 12 631,58 GJ (12 000 10^6 Btu) de gaz de Mobil par jour. Le contrat ne prévoit pas de la part de Mobil de vente sans garantie au-delà de cette quantité contractuelle journalière ("QCJ"). Cependant, toute partie de la QCJ que Cascade ne s'engage pas à acheter revient à Mobil.

Le contrat définit une structure de détermination des prix en trois volets, soit une composante-demande, une composante-produit et des frais de réservation. La composante-demande correspond aux droits mensuels sur le réseau Westcoast pour la collecte, le traitement et le transport de la QCJ à Huntingdon. La composante-produit est la quantité de gaz livré, multipliée par le prix du produit. Le prix du produit est la somme pondérée des éléments suivants:

- 25 pourcent du prix du gaz résidentiel de B.C. Gas à la tête de puits;
- 25 pourcent du prix du mazout n° 6, en conformité des règlements environnementaux, à Seattle;
- 25 pourcent du prix du marché du disponible sur trente jours pour du gaz livré à Northwest à Sumas (Washington), et
- 25 pourcent du prix du marché du disponible sur trente jours pour du gaz livré à Northwest de sources d'approvisionnement américaines.

La formule du prix du produit peut être renégociée n'importe quelle année. Si l'on ne convient pas d'une nouvelle formule du prix du produit à l'issue de la période désignée de 30 jours de négociation, une partie ou l'autre peut demander l'arbitrage du prix. La disposition d'arbitrage prévoit que chaque partie présente son offre finale sur la formule du prix du produit, des arbitres devant alors choisir l'une des deux offres.

Les frais de réservation se calculent mensuellement et représentent le plus élevé (i) du produit de 18 pourcent du prix du produit et de la somme de la QCJ non prise, ou (ii) du produit de 9 pourcent du prix du produit et de la QCJ.

IGI

La durée initiale du contrat d'achat entre Mobil et IGI expire le 31 octobre 2000, pour elle aussi se prolonger automatiquement par périodes de deux ans à moins d'un avis écrit.

Les conditions précédentes et l'échéance de leur réalisation sont les mêmes que dans le contrat d'achat entre Mobil et Cascade. Le contrat d'achat peut être annulé si l'on a recours à l'arbitrage du prix plus de trois fois pendant les sept premières années. De plus, si IGI perdait deux décisions d'arbitrage du prix avant la cinquième année du contrat, elle peut abandonner l'augmentation finale des volumes de gaz.

Le contrat d'IGI avec Mobil prévoit des achats journaliers initiaux de 5 263,16 GJ (5 000 10^6 Btu). À la fin de la deuxième et de la cinquième année du contrat, ce volume augmenterait d'un autre 5 263,16 GJ (5 000 10^6 Btu) par jour. Le contrat n'impose pas de vente sans garantie au-delà de la QCJ, mais si IGI ne s'engage pas à acheter la QCJ entière, le reste revient à Mobil.

Le contrat d'achat définit une structure de détermination des prix en trois volets, soit une composante-demande, une composante-produit et des frais de réservation. Ces dispositions sont identiques à celles du contrat d'achat entre Mobil et Cascade, de même que les dispositions sur le processus de renégociation et l'arbitrage du prix du produit.

Washington Natural

À l'encontre des autres contrats d'achat, celui entre Mobil et Washington Natural expire le 31 octobre 2003; il prévoit comme les autres des prolongements automatiques de deux années.

Les conditions précédentes et l'échéance de leur réalisation sont les mêmes que dans les deux autres contrats d'achat. Le contrat d'achat peut lui aussi être annulé si l'on a recours à l'arbitrage du prix plus de trois fois pendant les sept premières années.

Le contrat prévoit des achats journaliers initiaux auprès de Mobil de 10 526,32 GJ (10 000 10^6 Btu). À compter du 1er novembre 1992, la QCJ passe à 15 789,47 GJ (15 000 10^6 Btu) par jour. Le contrat n'impose pas de vente sans garantie au-delà de la QCJ, mais si Washington Natural ne s'engage pas à acheter la QCJ entière, le reste revient à Mobil.

Les dispositions de détermination des prix et de renégociation et d'arbitrage du prix du produit sont identiques à celles des deux autres contrats d'achat.

Mobil a souligné que puisque le prix du produit dans chacun des trois contrats comporte un amalgame de prix déclarés du mazout et du gaz naturel en Colombie-Britannique et dans le nord-ouest des États-Unis en bordure du Pacifique, le prix de vente en vertu du contrat suivrait les prix concurrentiels du marché.

3.5.4 Opinions de l'Office

L'Office juge que le demandeur a démontré adéquatement que les marchés de SDL de Cascade, IGI et Washington Natural représentent des marchés stables à long terme pour le gaz canadien. L'Office relève en particulier que ces SDL concluent des contrats à long terme avec Mobil afin de remplacer des contrats à court terme sur le marché du disponible conclus ces deux dernières années. De plus, les ventes de Mobil représenteraient moins de 10 pourcent des besoins totaux des SDL; par conséquent, des changements dans la demande globale des SDL ne se répercuteraient pas seulement dans les ventes de Mobil.

L'Office relève que la capacité de transport est établie sur les réseaux de Westcoast et de Northwest et estime que cette capacité demeurera pour la durée de l'exportation, compte tenu des dispositions de renouvellement du tarif de Westcoast.

L'Office a étudié les dispositions des contrats liant Mobil à Cascade, IGI et Washington Natural. L'Office juge que la composante-demande de la structure de détermination des prix assurerait la récupération des frais fixes canadiens de transport liés au transport du gaz jusqu'au point d'exportation de Huntingdon (Colombie-Britannique). L'Office relève également que les frais de réservation donneraient plus de stabilité aux revenus du producteur.

L'Office estime que les dispositions contractuelles garantiraient l'aptitude des parties à s'adapter à l'évolution du marché d'exportation.

L'Office a examiné les contrats d'achat de gaz et a constaté qu'ils avaient été négociés sans lien de dépendance par Mobil avec Cascade, IGI et Washington Natural, et trouve que les modalités de détermination des prix devraient probablement permettre aux arrangements de s'appliquer jusqu'à l'expiration de la durée des contrats et de la licence. L'Office relève que le prix contractuel se calcule en fonction d'un ensemble de prix du gaz et du mazout sur la côte ouest.

3.6 Décision

L'Office a décidé de délivrer trois nouvelles licences d'exportation de gaz à Mobil, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil[1]. L'annexe I présente les modalités des trois licences, avec une condition à l'effet que pour chacune des trois, la durée de la licence débutera à la date de réception de l'approbation du gouverneur en conseil et que cette licence expirera le 1er novembre 1991, à moins que les exportations en vertu des licences ne débutent au plus tard le 1er novembre 1991, auquel cas la durée de la licence se terminerait le 31 octobre 2000 dans le cas de la vente par Mobil à Cascade et IGI et le 31 octobre 2003 dans le cas de la vente par Mobil à Washington Natural. L'Office relève que Mobil a accepté la date du 1er novembre 1991 pour la disposition de temporisation.

---

1 La demande a été présentée au nom de la société de personnes Mobil Oil Canada, mais la licence, comme demandé, est délivrée à Mobil Oil Canada, Ltd.

Chapitre 4
L & J Energy Systems, Inc.

4.1 Résumé de la demande

Dans sa demande en date du 26 mars 1990, L & J a demandé à l'Office, en vertu de la Partie de la Loi, une nouvelle licence d'exportation de gaz naturel comportant les modalités suivantes:

Durée	-	à compter de la date des premières livraisons pour une durée de 15 ans.
Point d'exportation	-	près d'Iroquois (Ontario).
Quantité maximale journalière	-	329,6 10^3m^3 (11,7 10^6 pi^3)
Quantité maximale annuelle	-	121,3 10^6m^3 (4,28 10^9 pi^3)
Quantité maximale pour la durée de la licence	-	1 815,9 10^6m^3 (64,1 10^9 pi^3)
Écarts admissibles	-	10 pourcent par jour et 2 pourcent par année tout volume dont l'exportation est autorisée et qui n'est pas effectivement exporté pendant une année quelconque pourrait être exporté au cours du reste de la durée de la licence, sous réserve de la limite de la quantité maximale journalière[1].

Le gaz proposé à l'exportation serait produit à partir de champs et gisements établis contrôlés par Morgan Hydrocarbons Inc. ("Morgan"). Le gaz serait transporté sur le réseau NOVA jusqu'au point d'interconnexion avec le réseau de TransCanada, près d'Empress (Alberta). À partir de ce point, L & J deviendrait propriétaire du gaz. Depuis Empress, le gaz cheminerait sur le réseau de TransCanada jusqu'à la frontière internationale, près d'Iroquois (Ontario). Le gaz serait ensuite transporté sur le gazoduc proposé du réseau Iroquois ("Iroquois"), par service interruptible, jusqu'à proximité de la centrale de cogénération de L & J, à Lowville (New York). Le transport local entre le réseau Iroquois et la centrale de cogénération exigerait la construction d'un gazoduc court.

La centrale vendrait sa production d'électricité à Niagara Mohawk et sa production de vapeur à Kraft Inc. ("Kraft"), pour son usine de fromage à la crème Philadelphia de Lowville. Le centrale de cogénération serait construite à côté de l'usine Kraft.

4.2 Méthode d'intervention en fonction des plaintes

La méthode d'intervention en fonction des plaintes donne aux utilisateurs canadiens de gaz l'occasion de s'opposer à une proposition d'exportation pour la raison qu'ils ne peuvent obtenir par contrat des approvisionnements en gaz à des conditions semblables, notamment le prix, à celles prévues pour l'exportation proposée.

Aucune plainte n'a été déposée à l'égard de la proposition d'exportation de L & J.

---

1 Au cours de l'audience, L & J a déclaré que cette condition n'avait aucun sens et a demandé qu'on la retire de la demande.

4.3 Évaluation de l'incidence de l'exportation

L & J a adopté l'EIE de l'Office, avec toutefois une réserve à l'effet que même si L & J accepte les conclusions de l'analyse de l'Office, elle n'est pas d'accord avec la méthodologie utilisée pour arriver à ces conclusions. Selon L & J, la méthodologie de l'Office reprend plusieurs des présomptions de l'ancienne analyse des avantages-coûts, que n'acceptait pas non plus L & J.

En se fondant sur son EIE du 7 septembre 1989, l'Office conclut que les volumes destinés à l'exportation et visés par la demande présenteraient une incidence minime sur la production, la consommation et le prix du gaz au Canada et que les utilisateurs canadiens d'énergie n'éprouveraient aucune difficulté à répondre à leurs besoins énergétiques futurs en conséquence de l'exportation proposée.

4.4 Approvisionnement en gaz

4.4.1 Contrats d'approvisionnement

L & J a signé un contrat d'achat de gaz ("contrat d'achat") de 15 ans avec Morgan. En vertu du contrat d'achat, Morgan a réservé des terrains dans six régions de l'Alberta aux fins de L & J. Bien que Morgan détienne l'option de remplacer les réserves affectées ou d'y en ajouter d'autres, elle n'y est pas tenue par contrat.

4.4.2 Réserves

Le tableau 4-1 indique que l'estimation par l'Office des réserves de gaz commercialisable restantes de L & J est inférieure de 20 pourcent à l'estimation par le demandeur. L'estimation de l'Office correspond à peu près au volume visé par la demande.

Tableau 4-1
Estimations comparées des réserves de gaz commercialisable restantes visées par contrat de L & J pour le volume de la durée visée par la demande

($10^9 m^3$)
($10^9 pi^3$)

L & J[1]	ONE[2]	Volume visé par la demande
2 276 (80,4)	1 827 (64,5)	1 816 (64,1)

1 en août 1990
2 en décembre 1989

Dans son analyse de l'approvisionnement en gaz visé par le contrat de L & J, l'Office a examiné 12 gisements de gaz dans cinq zones, avec en plus 40 sections distinctes d'un gisement de gaz à plusieurs champs de Second White Specks, dans la région de Werner. Tout le gaz se trouve dans des sables crétacés, à l'exception d'un gisement triasique et d'un gisement dévonien.

La différence entre les estimations des réserves totales par l'Office et L & J s'explique principalement par des différences entre les estimations des réserves du gisement Second White Specks de Werner et du gisement Enchant Arcs.

L'estimation par l'Office des réserves de gaz commercialisable restantes est inférieure de 18 pourcent à celle de L & J pour le gisement à plusieurs champs Second White Specks, principalement à cause de différences d'interprétation de la production nette dans les sables silteux légers. En l'absence de données sur le rendement à l'appui de l'estimation plus élevée de production nette présentée par L & J, l'Office juge approprié d'adopter des estimations plus prudentes de la production nette. L'Office accepte le facteur de récupération de L & J, en tenant compte du fait que le gisement sera mis en valeur par demi-section.

L'estimation par l'Office des réserves commercialisables restantes est inférieure de 13 pourcent à elle de L & J pour le gisement Enchant Arcs. L'estimation moins élevée de l'Office provient principalement de son exclusion de réserves qui, selon L & J, pourraient être drainées de terrains ne relevant pas du contrôle de Morgan. Cependant, l'Office réalise qu'il est possible que l'on récupère des réserves supplémentaires des terrains affectés, selon les activités futures de mise en valeur et le rendement du puits.

L'estimation par l'Office des réserves des autres gisements est également inférieure à celle de L & J, à cause de variations mineures dans la production nette, la superficie et les facteurs de récupération et de perte en surface.

En bref, l'estimation des réserves par l'Office est inférieure à celle de L & J et correspond à peu près au volume visé par la demande. Cependant, l'Office reconnaît la possibilité de révisions à la hausse de son estimation des réserves dans les gisements des régions de Werner et d'Enchant.

4.4.3 Capacité de production

La figure 4-1 présente une comparaison des projections par l'Office et par L & J de la capacité annuelle de production, comparativement aux besoins visés par la demande. L & J a déclaré que le gaz requis pour tenir compte des pertes en cours de traitement et du carburant de TCPL serait acheté ou obtenu à partir de ses approvisionnements en gaz albertain libre de contrat.

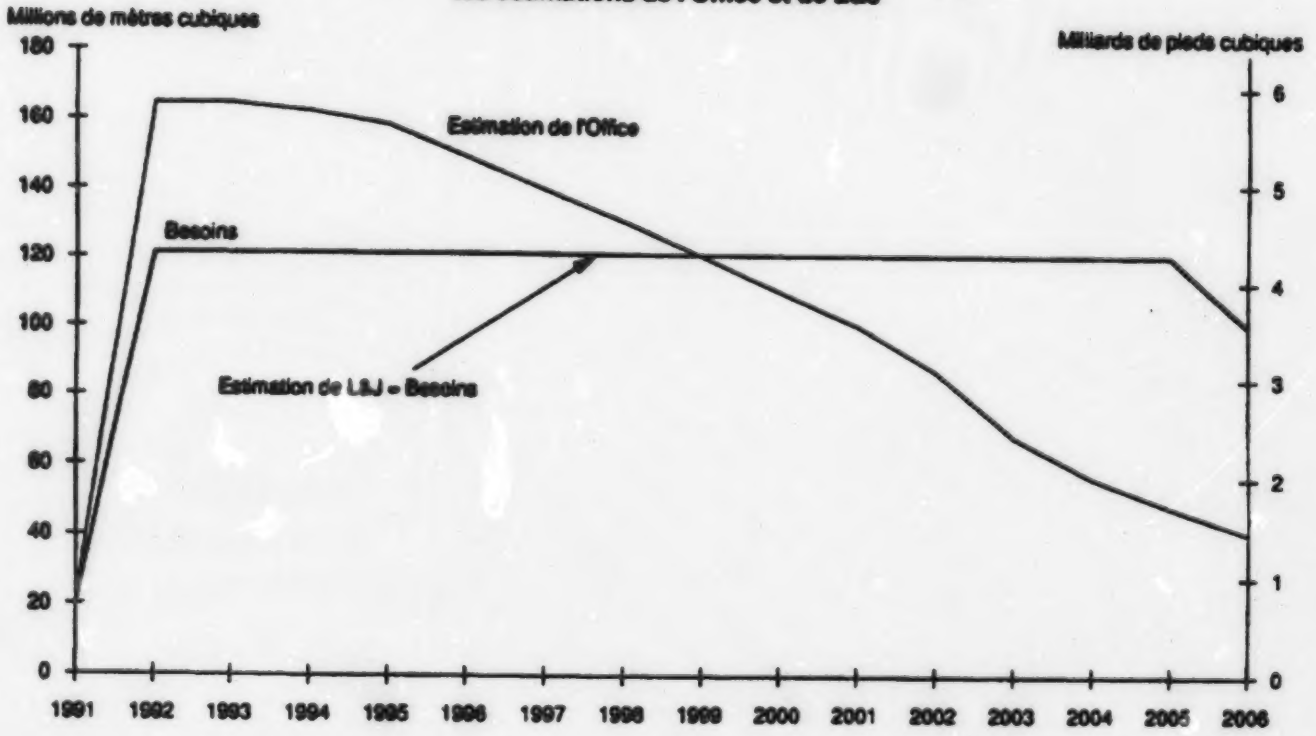
La projection par L & J de la capacité de production se fonde sur une prévision par gisement démontrant que le demandeur peut répondre aux besoins visés par la demande pour la durée proposée de l'exportation. Cette projection de la capacité de production se compare à celle de l'Office, qui indique un approvisionnement en gaz adéquat jusqu'en 1999, suivi d'une insuffisance croissante de l'approvisionnement par rapport aux besoins. Cette divergence de perspective s'explique principalement par la différence entre les estimations des réserves par l'Office et par L & J et se rapporte également aux différences d'estimation de la capacité de certains gisements précis.

Morgan a indiqué qu'elle pourrait mettre en valeur des réserves supplémentaires sur ses terrains affectés et qu'elle pouvait compter sur environ 992 $10^6 m^3$ (35 10^9 pi^3) de réserves de gaz actuellement libres de contrats en cas de capacité de livraison insuffisante. Cependant, en vertu du contrat d'achat, Morgan n'est pas dans l'obligation de mettre en valeur des réserves supplémentaires à moins que ce ne soit économiquement réalisable et elle n'est pas non plus dans l'obligation de mettre en valeur des réserves autres que celles affectées en vertu du contrat.

Figure 4-1
Capacité de production annuelle - comparaison entre les estimations de l'Office et de L & J

Figure 4-1

Capacité de production annuelle - comparaison entre les estimations de l'Office et de L&J



4.4.4 Permis d'acheminement de l'énergie

Morgan a demandé un permis d'acheminement de l'énergie à l'OCREA le 21 mars 1990 et l'on prévoit obtenir une décision au printemps de 1991.

4.4.5 Opinions de l'Office

L'Office se préoccupe du fait que son estimation de la capacité de production ne rejoint pas les besoins visés par la demande au-delà de 1999, mais reconnait la possibilité d'une certaine révision à la hausse de son estimation de l'approvisionnement en gaz. Bien que Morgan ait indiqué qu'une insuffisance dans la capacité de livraison puisse être atténuée par une mise en valeur plus poussée des terrains affectés ou par un recours à des réserves non visées actuellement par contrat, l'Office relève que Morgan n'est pas soumise à une obligation contractuelle d'affecter des réserves supplémentaires en cas d'insuffisance d'approvisionnement et ne fait pas l'objet de pénalités contractuelles en cas d'insuffisance. L & J n'a conclu aucune autre entente d'approvisionnement à part celle avec Morgan et n'a pas déposé d'élément de preuve indiquant qu'elle a des plans en vue de suppléer à l'approvisionnement de Morgan en cas d'insuffisance.

Lors de ses délibérations, l'Office a étudié la demande de L & J en vue de tenir une conférence technique sur l'approvisionnement en gaz affecté. L & J avait la possibilité de présenter une preuve exhaustive à cet effet à l'audience et l'Office est d'avis que cette preuve a fait l'objet d'un traitement adéquat. Par conséquent, les circonstances ne justifient pas la tenue d'une conférence technique pour éclaircir encore plus le fondement des estimations de réserves.

4.5 Marché et dispositions commerciales

4.5.1 Marché

Le gaz proposé à l'exportation alimenterait une centrale de cogénération à cycle combiné que L & J prévoit construire à Lowville (New York). L & J est l'associé gérant de la société en commandite Racine, Megan and Morgan, une société constituée dans le seul but de posséder, construire et aménager la centrale de cogénération de Lowville.

Bien que Morgan soit l'un des propriétaires de la centrale de cogénération, elle ne possède qu'une participation minoritaire, sans contrôle sur l'exploitation. Morgan a témoigné du fait que le contrat d'achat s'est négocié sans lien de dépendance.

La centrale de cogénération serait voisine de l'usine de transformation de fromage à la crème de Kraft, à Lowville (New York). Kraft commercialise la production de son usine dans tout le nord-est des États-Unis. Niagara Mohawk, l'acheteur d'électricité, est un service public de gaz et d'électricité desservant presque tout l'état de New York, du lac Érié jusqu'à la frontière du Massachussets. Niagara approvisionne en électricité plus de 1,4 million de clients, avec une capacité de production d'environ 7 000 MW.

L'entrepreneur de L & J, Haler Siddeley Power Engineering Inc., a entrepris la construction de la centrale de cogénération le 9 mars 1990 et cette dernière devrait être entièrement opérationnelle en mars 1992 au plus tard.

L & J a déclaré avoir restreint le nombre de sources de financement possibles à deux et prévoit conclure ses arrangements financiers autour de février 1991. L & J assume le financement provisoire.

Les prêteurs pressentis ont indiqué qu'ils maintiendraient l'entiercement jusqu'à ce que l'Office ait rendu sa décision à l'égard des questions relevant de la Partie IV (droits) dans l'audience GH-5-89. L & J a déclaré qu'une hausse des frais de son projet découlant d'une méthodologie de droits fondés sur le coût différentiel dépasserait la capacité du projet.

L'ensemble des autorisations et permis environnementaux aux E.-U. ont été obtenus en vue de la construction et de l'exploitation de la centrale de cogénération. Les décisions à l'égard des demandes présentées à l'OCREA, au FERC et au DOE/FE touchant ce projet sont toujours attendues, pour cet automne dans le cas du FERC et du DOE/FE. Le certificat d'IA a été obtenu le 14 octobre 1988;.

L & J prévoit un facteur de charge de 92 à 95 pourcent pour la centrale de cogénération. En vertu des règlements de l'État de New York sur la cogénération, la centrale peut s'alimenter en mazout n° 2 jusqu'à concurrence de 90 jours par an. Au cas où il n'y aurait pas de capacité disponible au moment opportun sur le réseau TransCanada, L & J a négocié un accord de principe avec Western Gas Marketing Limited pour obtenir des approvisionnements provisoires en gaz.

4.5.2 Transport

À l'intérieur de l'Alberta, le gaz se rendrait à Empress par le réseau NOVA. TransCanada transporterait le gaz d'Empress au réseau Iroquois, pour livraison à la centrale de cogénération à Lowville (New York).

Le transport en Alberta est assuré par des contrats garantis d'une année renouvelables pour une période indéfinie, entre NOVA et Morgan.

Le 21 mars 1990, L & J, a présenté à TransCanada une demande de service de transport garanti de 329 10^3m^3 (11,7 10^9 pi^3) par jour jusqu'à l'interconnexion prévue avec le réseau Iroquois, pour une période de 15 ans à compter du 1er novembre 1992. Comme L & J a besoin de cette capacité au plus tard à la fin de l'hiver 1992, elle a également présenté à l'Office une demande en vertu de l'article 71, le 22 mars 1990, afin d'obtenir la capacité nécessaire de transport garanti sur le réseau TransCanada. L & J a déclaré qu'elle envisageait également d'obtenir la capacité actuellement demandée si un projet quelconque étudié dans la demande GH-5-89 n'allait pas de l'avant, ou qu'elle demanderait peut-être à TransCanada de présenter une demande en vertu de l'article 58 de la Loi. L & J figure dans la liste d'attente de service de TransCanada à compter du 1er novembre 1992 et prévoit signer sous peu un contrat précédent avec TransCanada.

Le 25 mai 1990, L & J a signé avec Iroquois un contrat précédent de service interruptible de transport de gaz. La durée du contrat reste à déterminer, mais elle porterait sur 15 ou 20 ans à compter du 1er novembre 1992.

Le service de transport demandé représenterait l'équivalent du service garanti interruptible limité ("GIL") que TransCanada avait d'abord proposé au début de l'audience GH-5-89, pour ensuite le retirer. Compte tenu de la situation actuelle de la demande présentée au FERC par Iroquois, on n'a pas encore présenté au FERC de demande visant un service de type GIL. L & J a déclaré qu'en vertu de l'emplacement de la centrale de cogénération sur le réseau Iroquois, elle ne prévoyait pas qu'une interruption de service cause de problème quelconque et qu'elle prévoyait, à la suite de ses discussions avec Iroquois, que les interruptions se limiteraient à environ 15 jours par année. Le projet de L & J dépend entièrement du réseau Iroquois pour ses livraisons de gaz.

L & J construirait, posséderait et exploiterait le raccordement de 9,4 km entre le réseau Iroquois et la centrale de cogénération.

4.5.3 Contrat d'achat de gaz

Morgan et L & J ont signé un contrat en date du 9 mars 1990. Au cours de l'audience, L & J a avisé l'Office du fait qu'elle-même et Morgan procédaient des modifications au contrat, mais que ce dernier ne changerait pas sur le fond[1].

Le contrat d'achat porte sur une durée de 15 ans à compter de la date du début des livraisons garanties, contient une disposition de prolongement de 5 ans et prévoit la livraison journalière de jusqu'à 326 10^3m^3 (11,7 10^9 pi^3) de gaz à l'interconnexion des réseaux NOVA et TransCanada, près de Burstall (Saskatchewan).

Le contrat d'achat fait l'objet de plusieurs conditions précédentes, notamment l'obtention de toutes les autorisations réglementaires canadiennes et américaines, la conclusion définitive de tous les contrats canadiens et américains de transport, la preuve que l'acheteur détient la capacité financière de construire la centrale et la désignation des terrains affectés. Les conditions précédentes doivent être respectées au plus tard à diverses dates indiquées, faute de quoi, l'une ou l'autre partie peut annuler le contrat.

Le contrat d'achat prévoit la livraison de gaz de démarrage avant le début des livraisons garanties. Si les livraisons en vertu du contrat d'achat n'ont pas commencé au plus tard le 9 mars 1993, l'une ou l'autre partie peut annuler le contrat.

En vertu du contrat d'achat, L & J s'engagerait à acheter de Morgan 100 pourcent de ses besoins en gaz, jusqu'à concurrence d'une quantité journalière maximale ("QJM") de 326 10^3m^3 (11,7 10^9 pi^3). L & J peut s'engager à acheter pour revente à des tiers des volumes de gaz qui dépassent ses besoins sans toutefois dépasser la QJM.

Si L & J prend moins que 70 pourcent de la quantité annuelle pour une année donnée, Morgan peut réduire la QJM du pourcentage par lequel les quantités achetées par L & J n'atteignent pas le seuil de 70 pourcent[1]. Si les engagements d'achat de L & J représentent moins de 60 pourcent de la quantité annuelle pour une année donnée, L & J devrait alors verser un paiement de déficit égal au produit de la moyenne pondérée de la composante-produit au cours de l'année et de la différence entre 60 pourcent de la quantité annuelle et du volume de gaz livré.

Si L & J prévoit que ses engagements d'achat seront inférieurs à la QJM pour une période prolongée, elle peut alors demander à Morgan de vendre à un tiers toute partie de la QJM que L & J ne prend pas.

La structure de détermination des prix du contrat d'achat comporte trois volets. Le premier élément est le produit de la composante-produit et des quantités livrées. La composante-produit fait l'objet d'un rajustement trimestriel à partir d'un niveau de référence de 1,52 $ US/GJ (1,60 $ US/10^6 Btu), en vigueur le 9 mars 1990. Les rajustements à la composante-produit reposent à parts égales sur des changements aux coûts énergétiques évités de Niagara Mohawk, tels que déterminés par la NYSPSC, et sur des changements à la composante-produit du tarif des besoins complets de CNG Transmission Corporation ("tarif CNG"), approuvé par la FERC. Le deuxième élément est le produit de la quantité mensuelle et la somme de la composante-demande de NOVA pour les livraisons à Empress et les frais de réservation d'approvisionnement[1]. Les frais de réservation d'approvisionnement sont établis par contrat à 0,19 $ US/GJ (0,20 $ US/10^6 Btu). L & J est dans l'obligation d'indemniser Morgan pour toute pénalité que NOVA ou TransCanada

---

1 Après la clôture de l'audience, L & J, dans une lettre en date du 20 septembre 1990, a communiqué à l'Office son contrat d'achat de gaz modifié et reformulé. L'Office est d'avis que les modifications ne changent pas le fond du contrat.

1 La quantité annuelle se définit comme la somme des QJM pour chaque jour de l'année, moins les volumes que l'acheteur s'engage à acheter mais que le vendeur ne livre pas et moins les volumes vendus à des tiers réputés vendus à l'acheteur.

1 La quantité mensuelle se définit comme la quantité annuelle, sauf qu'il s'agit de la somme des QJM pour chaque jour du mois.

imposerait à Morgan si L & J ne prenait pas livraison de tout le gaz visé par des engagements d'achat. Le dernier élément, soustrait des deux précédents, est le produit de la quantité mensuelle et de la somme de la composante-produit de TransCanada et des frais de carburant de TransCanada.

L & J paiera tout droit lié à la pression que l'Office pourrait appliquer à l'interconnexion de TransCanada et Iroquois.

Le contrat d'achat prévoit la renégociation de la composante- produit de référence et (ou) de l'indice de la composante-produit à tous les deux ans. En cas d'échec de la renégociation, l'une ou l'autre des parties peut demander l'arbitrage. La décision des arbitres se fondera sur les prix obtenus par d'autres producteurs de l'Alberta et le prix du gaz et d'autres carburants concurrentiels dans le nord-est des États-Unis.

Le contrat d'achat comporte également un mécanisme de report en vue des situations où le prix du gaz déterminé par la formule s'écarte d'une fourchette définie.

L & J a indiqué qu'au 1er janvier 1990, le prix à la frontière de l'Alberta aurait été de 2,55 $ CAN/GJ (2,42 $ CAN/10^6 Btu).

4.5.4 Contrat d'achat d'électricité

La vente proposée d'électricité de la centrale de cogénération de Lowville, une IA, s'effectuerait conformément au contrat d'achat d'électricité ("contrat d'électricité") conclu le 21 novembre par L & J et Niagara Mohawk. Le contrat d'électricité entrera en vigueur pour une durée d'un an à compter de la date de mise en exploitation et restera en vigueur par la suite jusqu'à son annulation par L & J.

La centrale de Lowville est une installation fonctionnant en régime de base, obligeant Niagara Mohawk à acheter toute sa production électrique nette. L'exploitation en régime de base de la centrale de cogénération exige de Niagara Mohawk qu'elle verse les droits énergétiques applicables, tels qu'approuvés par la NYSPSC, en période de pointe ou non. La vente d'électricité de la centrale de Lowville n'exige pas de transit par un tiers.

4.5.5 Réduction

Union a déclaré que même si des décisions de la NYSPSC semblent avoir rendu inapplicables des dispositions contractuelles prévoyant la réduction des livraisons, ce problème de réduction persiste tout de même parce qu'il existe toujours des dispositions permettant à Niagara Mohawk de présenter à la NYSPSC une demande de réduction des livraisons de la centrale de cogénération. Union a de plus souligné qu'aucune preuve n'avait été présentée pour garantir absolument à l'Office qu'il n'y aura pas de réduction.

À l'issue de son examen du cas 88-E-081, la NYSPSC a émis le 27 juin 1989 une ordonnance par laquelle elle rejetait en partie les dispositions de réduction du contrat d'électricité entre Niagara Mohawk et L & J. Dans le cas 88-E-801, on affirme que les livraisons provenant d'autres producteurs d'électricité peuvent être réduites en vertu d'une disposition de la réglementation du PURPA, permettant aux services publics de réduire leurs acquisitions, lorsque les circonstances d'exploitation font que les achats d'IA entraîneraient des frais supérieurs à ceux que le service public engagerait s'il n'effectuait pas de tels achats[1]. On a déterminé qu'il existe de telles circonstances d'exploitation lorsqu'un service public réduit la production de ses propres unités en exploitation obligatoire au cours d'une période de charge réduite pour prendre de l'électricité ("APE"). Une fois réduite, la production de ces unités ne serait plus disponible lorsque l'on passerait du point de charge légère à la charge de pointe d'une journée. Au lieu d'éviter des frais, le service public engagerait alors des frais supplémentaires pour garantir un approvisionnement en remplacement de la production non disponible des unités en exploitation obligatoire. Afin d'éviter ce genre de

---

[1] 18 CFR § 292.304 (f)(1).

situation, le règlement 18 CFR § 292.304 (f) permet à un service public de réduire les livraisons provenant d'APE pour continuer d'exploiter ses propres installations en exploitation obligatoire.

La NYSPSC a déterminé qu'aucun service public n'a réussi à prouver qu'il pourrait effectivement survenir des circonstances d'exploitation créant des coûts évités négatifs et que par conséquent des dispositions de réduction se fondaient sur des présomptions non conformes au règlement § 292.304 (f).

La NYSPSC a constaté que les services publics, des membres du New York Power Pool ("NYPP"), présumaient que leurs réseaux fonctionnaient isolément, sans tenir compte de la possibilité de ventes hors-réseau à d'autres membres du NYPP. Un service public devrait démontrer que le NYPP ne serait pas en mesure d'absorber l'électricité avant de pouvoir effectuer une réduction. Le NYSPSC a déclaré qu'en tenant comptes des ventes hors-réseau, la justification de la réduction disparaissait[1].

Après 1994, le processus d'appel d'offres devrait faire concorder la capacité supplémentaire des APE et les besoins en capacité des services publics. Le NYSPSC a présumé que la production obtenue par appel d'offres serait transportable, ce qui rendrait les services publics mieux en mesure d'atténuer les situations de surproduction sans avoir à effectuer des réductions à causes de circonstances d'exploitation.

Les services publics n'ont pas été en mesure de démontrer que des circonstances d'exploitation entraîneraient des coûts évités négatifs à compter de la date du cas 88-E-081 jusqu'en 1994 et la NYSPSC a donc déterminé qu'avec le début du processus d'appel d'offres en 1994, les nouvelles sources d'approvisionnement en électricité correspondraient aux besoins. Par conséquent, à cause de la souplesse d'exploitation qu'offre une plus grande transportabilité, la réduction ne se justifiera plus après 1994.

Comme les services publics n'ont pas réussi à prouver qu'ils peuvent respecter les conditions énoncées au règlement § 292.304 (f) justifiant une réduction, les dispositions de réduction ont été rejetées et les services publics n'ont pas le droit de les évoquer.

Dans une autre ordonnance en date du 12 décembre 1989, la NYSPSC a apporté des éclaircissements à son ordonnance sur le cas 88-E-081, ce qui s'imposait pour s'assurer que les services publics bénéficient des droits que leur accorde le règlement § 292.304. La NYSPSC a déclaré que la réduction ne serait pas permise à moins d'obtenir une autorisation écrite préalable des procédés de réduction, à la suite de l'examen par la NYSPSC de la présentation d'un service public. Dans la mesure où les dispositions du contrat actuel s'écartaient de l'interprétation et de l'application du règlement § 292.304 (f) tels que définies à l'issue des délibérations de la NYSPSC, ces dispositions ont été déclarées nulles et non avenues. Cependant, on a avisé les services publics qu'ils pourraient inclure dans leurs contrats futurs des dispositions de réduction conformes aux ordonnances de la NYSPSC, sans toutefois extrapoler à partir des présomptions établies lors des délibérations de la NYSPSC.

4.5.6 Contrat d'achat d'énergie thermique

Le vente proposée de la vapeur et de l'eau refroidie de la centrale de cogénération de Lowville s'effectuerait en vertu du contrat d'achat de vapeur et d'eau refroidie ("contrat d'énergie thermique"), conclu le 25 novembre 1987 par Kraft et L & J avec ses modifications. Le contrat d'énergie thermique s'appliquerait à une période de quinze ans à partir de

---

[1] Le personnel de la NYSPSC d'analysé des opérations à l'échelle de tout le pool afin de déterminer la production par les autres producteurs au cours des périodes de faible charge. Avec des livraisons de moins de 5 000 MW de la part des autres producteurs, les services publics n'auraient pas besoin de réduire la production de leurs unités en exploitation obligatoire. Une réduction importante ne s'imposerait qu'en présumant des livraisons de 7 000 MW de la part des autres producteurs. Les services publics ne prévoyaient qu'une production de seulement 3 096 MW de la part des autres producteurs d'ici 1995.

la date de début des livraisons de vapeur. Ce contrat comporte une disposition permettant de le prolonger pour des périodes successives de cinq ans.

Kraft se trouve dans l'obligation d'acheter de la vapeur en quantité suffisante pour permettre à la centrale de cogénération de conserver son statut d'IA au sens de la PURPA. Le contrat d'énergie thermique prévoit la mise au point d'autres utilisations de la vapeur si l'une ou l'autre partie ne respecte pas ses obligations. Une disposition de pénalité monétaire, prévoyant le versement de paiements de Kraft à L & J, s'applique pendant sept années et demie à compter de la date de la livraison initiale de vapeur. Le contrat d'énergie thermique oblige également L & J à installer des génératrices de vapeur de secours pour faire fonctionner un système de refroidissement par absorption et prévoit que Kraft conservera ses génératrices actuelles de vapeur comme matériel d'appoint.

4.5.7 Opinions de l'Office

L'Office en arrive à la conclusion que les marchés en aval de l'électricité, de la vapeur et de l'eau refroidie produites par la centrale de cogénération sont garantis et que la centrale fonctionnerait avec un facteur de charge élevé.

L'Office relève qu'il reste à compléter le financement final du projet et que l'on attend des décisions de l'OCREA, de la FERC et du DOE/FE touchant ce projet. En se fondant sur la preuve déposée, ces démarches ne devraient pas donner lieu à des obstacles importants.

L'Office constate que le transport est garanti en Alberta et que L & J fait partie de la liste d'attente de TransCanada pour 1992. L & J est aussi à la poursuite de capacité sur TransCanada pour des livraisons plus tôt que 1992. L'Office relève qu'il faut obtenir une capacité de transport sur le réseau Iroquois et il estime que le processus d'autorisation de transport est suffisamment avancé pour en conclure qu'il se rendra probablement à terme.

L'Office juge que la proposition d'exportation de L & J permettrait le recouvrement de tous les frais fixes de transport au Canada. Le deuxième élément des dispositions contractuelles de détermination du prix du gaz garantit le recouvrement de la composante-demande sur le réseau NOVA. L'Office relève que L & J est l'expéditeur sur le réseau TransCanada, ce qui la rend donc responsable de l'ensemble de la composante-demande de TransCanada.

L'Office est d'avis que les dispositions de détermination des prix du contrat d'achat permettent de rajuster le prix à l'exportation en fonction de l'évolution du marché. Plus particulièrement, le premier élément du prix à l'exportation prévoit une indexation se fondant également sur les coûts énergétiques évités marginaux annuels moyens courants de Niagara Mohawk et sur la composante-produit du tarif CNG. L'Office relève également la souplesse que présente le contrat par ses dispositions de renégociation et d'arbitrage. L'Office juge que malgré le statut de Morgan à titre d'associé commanditaire dans la centrale de cogénération, le contrat d'achat a été négocié sans lien de dépendance.

Selon l'Office, la disposition du contrat d'achat prévoyant que L & J s'engagerait à acheter de Morgan 100 pourcent des besoins de la centrale jusqu'à concurrence de la QJM, avec la probabilité que la centrale fonctionne à un facteur de charge élevé, assureraient des niveaux de prise adéquats en vertu du contrat d'achat.

L'Office a relevé que le projet cesserait d'être viable avec des droits fondés sur le coût différentiel et qu'il dépend totalement de l'approbation du pipeline Iroquois. On a envisagé d'inclure dans la licence une condition qui mettrait fin à la licence en cas d'issue défavorable de ces décisions. Cependant, l'Office a décidé que la disposition générale de temporisation suffisait à couvrir ces éventualités.

L'Office convient avec Union qu'à partir de la preuve présentée, l'Office ne peut avoir la certitude absolue qu'il n'y aura pas de réduction des ventes d'électricité. Cependant, l'Office est d'avis qu'il n'existe qu'une possibilité minime de réduction d'achats d'électricité de L & J par Niagara Mohawk. De plus, la possibilité de réduction n'aurait probablement pas d'effet sur la prise du gaz proposé à l'exportation et s'il y avait réduction, ce serait probablement

seulement pour de brèves périodes. Par conséquent, l'Office est d'avis que la réduction ne représente pas un enjeu critique.

L'Office a analysé le contrat d'achat de gaz naturel et déterminé qu'il avait été négocié sans lien de dépendance par Morgan et L & J et que les modalités de prix sont telles que le contrat durera probablement aussi longtemps que la durée du contrat et de la licence.

4.6 Décision

L'Office a décidé d'émettre une nouvelle licence d'exportation de gaz à L & J, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les modalités de la licence figurent à l'annexe II, notamment une condition à l'effet que la durée de la licence commencera à la date de réception de l'approbation du gouverneur en conseil et se terminera le 1er novembre 1993, à moins que les exportations en vertu de cette licence ne commencent au plus tard le 1er novembre 1993, auquel cas la licence expirerait 12 années après le début des livraisons. L'Office relève que L & J a accepté la date du 1er novembre 1993 pour la disposition de temporisation.

Pour les raisons exposées à la section 4.4.5, l'Office a décidé de délivrer à L & J une licence pour une durée de 12 ans, plutôt que 15 ans comme dans la demande, en se fondant sur l'évaluation par l'Office du caractère adéquat de l'approvisionnement.

Chapitre 5
Décision

Les chapitres précédents constituent notre décision et nos motifs de décision relativement aux demandes entendues par l'Office conformément à l'ordonnance d'audience GH-3-90, dans sa version modifiée.

R.B. Horner, c.r.
Membre présidant

R. Priddle
Membre

C. Bélanger
Membre

Ottawa, Canada
Octobre 1990

Annexe I
Analyse technique des estimations des réserves du gisement Sierra Pine Point A

Le réservoir Sierra Pine Point A est un de plusieurs biohermes isolés qui sont situés dans le bassin de schistes argileux d'Otter Park dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Ces biohermes sont caractérisés par des carbonates récifaux à parois abruptes et ont environ 400 m (1300 pieds) d'épaisseur dans le bassin Sierra A. Le calcaire occupe la partie supérieure (environ 60 pourcent) du bioherme Sierra A, tandis que la partie inférieure a été dolomisée. Une grande plaine d'épandage entoure la partie sommitale et présente une concentration brute de gaz sur une hauteur atteignant 46 m (150 pi). Le réservoir de gaz repose sur une nappe aquifère étendue.

Le calcaire présente des zones dispersées de porosité récifale, et des cavernes ont été découvertes dans deux puits. Des matrices boueuses et une importante cimentation ont fortement limité la porosité dans le faciès de calcaire. Il y aurait toutefois fracturation dans le calcaire dans le gisement Sierra A.

Le faciès de dolomie, qui forme la partie inférieure du bioherme, est aussi fracturé, mais il est beaucoup plus poreux que le calcaire, la porosité atteignant 15 pourcent et la moyenne s'établissant à environ 10 pourcent.

Le gisement Sierra B, comportant un seul puits, a été découvert en 1980 et est situé à deux km environ à l'est du gisement A. Il s'agit d'un bioherme distinct, comme en font foi les écarts importants de pression et de niveau de gaz et d'eau.

Comme il a été mentionné au chapitre 3.4.2, Mobil a estimé le volume de gaz initial en place ("GIEP") pour le gisement A à partir du bilan matière et de méthodes volumétriques, et a indiqué que le bilan matière est la méthode la plus fiable d'estimation du GIEP car le gisement est en production depuis plus de 24 ans. Mobil n'a fourni ses estimations volumétriques qu'à des fins de comparaison.

Mobil a déclaré que les résultats du bilan matière indique que le GIEP est de 38 683 x $10^6 m^3$ (1,373 x 10^{12} pi^3) sans venue d'eau pour le gisement A et qu'un bilan matière de type réservoir était valable pour évaluer le GIEP. Mobil a

déclaré que le contact gaz-eau mesuré à la fin de mai 1990 indiquait que ce contact avait monté de 40,4 m (133 pi) par rapport au contact initial depuis la mise en production du gisement. Mobil a d'abord indiqué que le taux d'augmentation ralentissait, mais a plus tard convenu qu'il était trop tôt pour tirer cette conclusion.

Dans l'analyse du bilan matière, Mobil a utilisé deux méthodes pour expliquer comment la venue d'eau contribue à la pression. La première tient compte d'une nappe aquifère à action infinie, permettant de déterminer la venue d'eau par la méthode de "Hurst van Everdingen" et de corriger le bilan matière compte tenu de la venue calculée. Les résultats ont montré que la venue d'eau maximale était relativement faible et ne pouvait expliquer l'élévation observée du contact gaz-eau. La seconde méthode a consisté à utiliser un modèle de bilan matière faisant appel à la méthode "Carter-Tracy" pour calculer la venue d'eau. Cette méthode n'a pas mené à un accord satisfaisant entre les pressions calculées et les pressions observées.

Mobil a reconnu le désaccord apparent entre la conclusion selon laquelle la venue d'eau n'était pas un facteur important dans le rendement du gisement d'une part, et l'élévation observée du contact gaz-eau et la production accrue d'eau dans le bassin d'autre part.

Cependant, Mobil a jugé que l'élévation du contact résultait de la détente des gaz dans la plaine d'épandage et des gaz piégés dans l'espace intersticiel sans issue à l'intérieur de la nappe aquifère, la pression diminuant à mesure que les gaz sont produits et forçant l'eau à pénétrer la masse récifale. Mobil a fait valoir que cela corrobore l'hypothèse d'une venue d'eau minimale.

Mobil a déclaré que plus de 60 mesures de pression, prises depuis le milieu des années 1970, ne dénotent aucun effet de la venue d'eau. La société a fait valoir que si la venue d'eau était assez abondante pour occuper la moitié du gisement net de la dolomie, cela paraîtrait dans les données sur la pression et la courbe P/Z s'infléchirait vers le haut. Mobil a souligné que cela n'était pas évident et que les données confirmaient donc son estimation des réserves selon le bilan matière.

Mobil a aussi fourni un diagramme de la production historique et a conclu qu'une méthode d'analyse basée sur un déclin ne peut être utilisée pour évaluer les réserves récupérables ou pour confirmer l'estimation du GIEP basée sur un bilan matière.

Mobil a indiqué qu'elle tentait toujours de trouver des preuves concluantes pour expliquer pourquoi le contact gaz-eau monte sans contribution apparente de la nappe aquifère sous-jacente à la pression. En 1987, Mobil a mené une étude préliminaire de simulation du réservoir A pour déterminer le comportement du contact gaz-eau. Elle souligne toutefois que cette étude s'appuyait sur des cartes vétustes et ne saurait être fiable. Mobil a récemment entrepris une étude détaillée de simulation du réservoir, mais l'a interrompue jusqu'à ce que soient terminées les études géophysiques, géologiques et pétrophysiques portant, entre autres, sur le nouveau puits b-8-C. La société prévoit que l'étude de simulation ne sera pas terminée avant la fin du premier trimestre de 1991.

Mobil a aussi fourni, à des fins de comparaison, une estimation du GIEP basée sur des méthodes volumétriques et a déclaré que cette estimation se comparait favorablement à l'analyse du bilan matière. Les cartes utilisées par Mobil pour estimer les réserves volumétriques étaient basées sur un levé sismique tridimensionnel réalisé au-dessus du gisement A en 1989.

Cependant, comme la surface de dolomie ne peut être cartographiée directement à partir d'un levé sismique, la carte du gisement brut de la dolomie de Mobil repose sur des données sismiques interprétées, et Mobil a invité à la prudence les utilisateurs d'une carte du gisement net qui reposerait sur ces données. Mobil a présenté les estimations volumétriques suivantes.

dolomie	20 173 x $10^6 m^3$	716,0 x $10^9 pi^3$
calcaire	6 607 x $10^6 m^3$	234,5 x $10^9 pi^3$
gaz résiduel piégé dans la nappe acquifère	4 632 x $10^6 m^3$	164,4 x $10^9 pi^3$
Total	31 411 x $10^6 m^3$	1115,0 x $10^9 pi^3$

Initialement Mobil avait aussi inclus une estimation des réserves de 1 214 x 10^6 m^3 (43,1 x $10^9 pi^3$)pour le gisement E, mais a ensuite indiqué que ces réserves devraient être retranchées de l'estimation du gisement A parce que des données récentes montrent qu'il y a peu de communication entre les gisements A et E.

Dans son estimation volumétrique du GIEP le gisement A, Mobil a inclus un volume important de gaz, soit 4 632 x $10^6 m^3$ (164,4 x $10^9 pi^3$), attribuable au "gaz résiduel piégé dans la nappe aquifère". Elle a déclaré que l'existence de gaz résiduel est révélée par l'essai aux tiges mené dans le puits c-91-D. Cet essai, mené à 46 m sous le contact gaz-au en présence d'eau salée gazeuse, a porté sur un volume de gaz trop faible pour être mesuré. Pour calculer le volume de gaz résiduel, Mobil a supposé que la nappe aquifère était aussi étendue que le gisement de gaz sus-jacent et avait une hauteur de 61 m (200 pi). Selon Mobil, le volume de gaz résiduel piégé dans la nappe aquifère approche 15 pourcent de son estimation volumétrique des réserves du gisement A.

Dans son évaluation des réserves de gaz dans le calcaire du réservoir, Mobil a utilisé un seuil de porosité de 0,1 pourcent. Ce faible seuil est basé sur l'hypothèse voulant que tout le calcaire soit fracturé, de sorte que Mobil a conclu que presque tout le calcaire du réservoir constituait un gisement gazier.

Mobil a estimé les volumes des cavernes en appliquant la profondeur pénétrée par tous les puits dans les cavernes, en pourcentage de la profondeur totale de forage, à presque tout le volume de calcaire.

Mobil a estimé à 70 pourcent le facteur de récupération dans le gisement A pour une pression d'abandon de 7 100 kPa. Elle a indiqué qu'il lui était alors impossible d'appliquer des facteurs de récupération différents aux volumes de GIEP dans le calcaire, la dolomie et la nappe aquifère.

Tout le gaz naturel du gisement Sierra A est acheminé de l'usine de Sierra à Fort Nelson par le pipeline de la côte ouest. Mobil a utilisé un facteur de contraction de 20 pourcent, dont 5 pourcent attribuable au traitement du gaz.

L'Office a examiné les estimations des réserves que Mobil a établies par bilan matière et par des méthodes volumétriques, et a établi ses propres estimations des réserves du gisement à partir de méthodes semblables.

L'Office a fait une analyse du bilan matière du gisement Sierra A par la méthode de Carter-Tracy. Plusieurs cas ont été étudiés pour déterminer l'effet possible de la venue d'eau sur le rendement du bassin. Les résultats se comparaient raisonnablement aux données historiques de pression du gisement lorsqu'était pris en compte une venue d'eau dont le volume était de beaucoup supérieur à celui avancé dans l'analyse de Mobil, soit un GIEP de 33 116 x $10^6 m^3$ contre 38 683 x $10^6 m^3$ selon l'estimation de Mobil. L'Office reconnaît également que l'accord quant aux pressions est satisfaisant avec une venue d'eau minimale, comme l'a souligné Mobil. Cependant, cette interprétation semblerait en contradiction avec l'élévation observée de 40,4 m (133 pi) de l'interface gaz-eau. L'Office note que Mobil a déclaré

que de nouvelles données confirment la tendence générale observée antérieurement, selon laquelle le contact se déplace vers le haut en proportion des soutirages cumulés et ne montre aucun signe d'abaissement.

L'Office est aussi d'avis que les récentes augmentations des rapports gaz-eau pour le gisement semblent confirmer l'hypothèse de la venue d'eau et de son effet sur le comportement du bassin. L'Office convient avec Mobil que la pente de la courbe P/Z est linéaire. Cependant, ce seul fait ne l'amène pas à la conclusion que la nappe aquifère contribue peu ou aucunement à la pression dans le réservoir.

L'Office est aussi d'accord avec Mobil sur le fait que l'analyse basée sur un déclin de la production n'est actuellement pas applicable à ce gisement.

L'Office n'a pas fait d'études de simulation du réservoir A. Il a plutôt opté, comme Mobil, pour des techniques moins perfectionnées d'estimation des réserves. L'Office reconnaît que si le réservoir était modélisé au moyen d'un simulateur numérique ayant les caractéristiques appropriées, l'analyse pourrait mener à des conclusions quelque peu différentes quant au volume de la venue d'eau et au GIEP pour le gisement A. Mobil a comparé son estimation volumétrique des réserves du gisement A à son estimation basée sur le bilan matière et a indiqué que, comme les estimations se comparaient favorablement, l'accent a été mis sur l'analyse par bilan matière.

L'estimation volumétrique de l'Office est en grande partie basée sur les cartes du faciès de dolomie de Mobil. L'Office convient avec Mobil qu'il faudrait utiliser avec prudence une carte du gisement net qui reposerait sur son interprétation sismique. L'Office s'est aussi inspiré des cartes de Mobil pour le faciès de calcaire malgré certaines réserves concernant l'estimation de la profondeur totale des cavernes de Mobil et l'utilisation d'un seuil de porosité de 0,1 pourcent pour déterminer le gisement net.

Compte tenu de ces remarques, l'Office en arrive à l'estimation volumétrique de GIEP suivante:

dolomie	21 080 x $10^6 m^3$	744 x 10^9pi3
calcaire	6 465 x $10^6 m^3$	228 x 10^9pi3
Total	27 545 x $10^6 m^3$	972 x 10^9pi3

L'estimation est très voisine de celle de Mobil (GIEP 26 779 x $10^6 m^3$) pour le calcaire et la dolomie. Cependant, il faut noter que l'estimation volumétrique de Mobil pour le calcaire et la dolomie est de 31 pourcent environ inférieure à son estimation des réserves du bassin selon le bilan matière.

L'Office convient avec Mobil que les réserves du gisement E ne devraient pas être prises et compte dans l'estimation des réserves du gisement A.

Comme il a déjà été mentionné, Mobil a inclus, dans son estimation volumétrique des réserves, un volume de gaz piégé dans la nappe aquifère. L'Office est d'avis que l'hypothèse du gaz résiduel piégé dans la nappe aquifère est quelque peu spéculative et reste à vérifier. Même si de très faibles quantités de gaz étaient piégées dans la nappe aquifère, l'Office est d'avis qu'elles ne contribueraient pas beaucoup au rendement du gisement. Mobil n'a pas fourni pour les autres gisements des preuves suffisantes pour conclure que les volumes de gaz résiduel étaient importants et peuvent être extraits de la nappe aquifère sous-jacente. Par conséquent, l'Office n'inclut pas de gaz résiduel, piégé dans la nappe aquifère, dans son estimation volumétrique des réserves du gisement Sierra A.

Mobil a utilisé un facteur de récupération de 70 pourcent dans le calcul des réserves récupérables des deux faciès de dolomie et de calcaire, tandis que l'Office a obtenu un facteur de récupération un peu plus élevé pour le faciès de dolomie et un facteur plus faible pour le faciès de calcaire, le facteur global avoisinant les 75 pourcent.

L'Office doute que la pression d'abandon de 7 100 kPa estimée par Mobil soit réaliste et considère qu'une pression de 9 000 kPa est plus vraisemblable selon son analyse. L'Office a utilisé le facteur de contraction de 20 pourcent de Mobil pour déterminer les réserves de gaz marchand du gisement A.

Annexe II
Conditions des licences à délivrer

Conditions des licences à délivrer à Husky Oil Operations Ltd.

1. La licence sera en vigueur du 1er août 1992 jusqu'au 1er novembre 1993, à moins que les exportations en vertu de cette licence ne commencent au plus tard le 1er novembre 1993, auquel cas la durée sera prolongée jusqu'au 1er novembre 2007; si les livraisons commencent après le 1er novembre 1992, la durée de la licence sera de 15 ans, sans toutefois pouvoir se prolonger au-delà du 31 octobre 2008.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz exportable en vertu de la licence ne doit pas dépasser:

   a) 566 600 mètres cubes par jour;

   b) 206 800 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre, ou

   c) 3 154 000 000 mètres cubes pendant la période d'application de la licence.

3. a) À titre d'écart admissible, les volumes que Husky peut exporter pendant toute période de 24 heures en vertu de la licence peuvent dépasser de 2 pourcent la limite journalière imposée à la condition 2.

   b) À titre d'écart admissible, les volumes que Husky peut exporter pendant tout mois civil en vertu de la licence peuvent dépasser de 2 pourcent la limite imposée pour cette période.

4. Le gaz exporté en vertu de la licence doit être livré au point d'exportation situé près de Cornwall (Ontario).

Conditions des trois licences à délivrer à Mobil Oil Canada, Ltd.

A. Ventes à Cascade Natural Gas Corporation

1. La licence sera en vigueur de la date de réception de l'approbation du gouverneur en conseil jusqu'au 1er novembre 1991, à moins que les exportations en vertu de cette licence ne commencent au plus tard le 1er novembre 1991, auquel cas la durée sera prolongée jusqu'au 31 octobre 2000.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz exportable en vertu de la licence ne doit pas dépasser:

   a) 327 520 mètres cubes par jour;

   b) 119 540 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre, ou

   c) 1 195 450 000 mètres cubes pendant la période d'application de la licence.

3. a) À titre d'écart admissible, les volumes que Mobil peut exporter en vertu de la licence peuvent varier des limites annuelles imposées à la condition 2 selon la variation du facteur de conversion au pouvoir calorifique réel.

   b) À titre d'écart admissible, les volumes que Mobil peut exporter pendant toute période de 24 heures en vertu de la licence peuvent dépasser de 10 pourcent la limite journalière imposée à la condition 2.

c) À titre d'écart admissible, les volumes que Mobil peut exporter pendant toute période de douze mois consécutifs en vertu de la licence peuvent dépasser de 2 pourcent la limite annuelle.

4. Le gaz exporté en vertu de la licence doit être livré au point d'exportation situé près de Huntingdon (Colombie-Britannique).

B. Ventes à IGI Resources, Inc.

1. La licence sera en vigueur de la date de réception de l'approbation du gouverneur en conseil jusqu'au 1er novembre 1991, à moins que les exportations en vertu de cette licence ne commencent au plus tard le 1er novembre 1991, auquel cas la durée sera prolongée jusqu'au 31 octobre 2000.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz exportable en vertu de la licence ne doit pas dépasser:

a) pour la période de la date de l'approbation du gouverneur en conseil jusqu'au 31 octobre 1992, 136 470 mètres cubes par jour ou 49 810 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre;

b) pour la période du 1er novembre 1992 jusqu'au 31 octobre 1995, 272 930 mètres cubes par jour ou 99 620 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre;

c) pour la période à compter du 1er novembre 1995, 409 400 mètres cubes par jour ou 149 430 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre, ou

d) 1 145 630 000 mètres cubes pendant la période d'application de la licence.

3. a) À titre d'écart admissible, les volumes que Mobil peut exporter en vertu de la licence peuvent varier des limites annuelles imposées à la condition 2 selon la variation du facteur de conversion du pouvoir calorifique réel.

b) À titre d'écart admissible, les volumes que Mobil peut exporter pendant toute période de 24 heures en vertu de la licence peuvent dépasser de 10 pourcent la limite journalière imposée à la condition 2.

c) À titre d'écart admissible, les volumes que Mobil peut exporter pendant toute période de douze mois consécutifs en vertu de la licence peuvent dépasser de 2 pourcent la limite annuelle.

4. Le gaz exporté en vertu de la licence doit être livré au point d'exportation situé près de Huntingdon (Colombie-Britannique).

C. Ventes à Washington Natural Gas Company

1. La licence sera en vigueur de la date de réception de l'approbation du gouverneur en conseil jusqu'au 1er novembre 1991, à moins que les exportations en vertu de cette licence ne commencent au plus tard le 1er novembre 1991, auquel cas la durée sera prolongée jusqu'au 31 octobre 2000.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz exportable en vertu de la licence ne doit pas dépasser:

a) pour la période de la date de l'approbation du gouverneur en conseil jusqu'au 31 octobre 1992, 272 930 mètres cubes par jour ou 99 620 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre;

b pour la période du 1er novembre 1992 jusqu'au 31 octobre 1995, 2003, 409 400 mètres cubes par jour ou 149 430 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre;

c) 1 842 980 000 mètres cubes pendant la période d'application de la licence.

3. a) À titre d'écart admissible, les volumes que Mobil peut exporter en vertu de la licence peuvent varier des limites annuelles imposées à la condition 2 selon la variation du facteur de conversion du pouvoir calorifique réel.

b) À titre d'écart admissible, les volumes que Mobil peut exporter pendant toute période de 24 heures en vertu de la licence peuvent dépasser de 10 pourcent la limite journalière imposée à la condition 2.

c) À titre d'écart admissible, les volumes que Mobil peut exporter pendant toute période de douze mois consécutifs en vertu de la licence peuvent dépasser de 2 pourcent la limite annuelle.

4. Le gaz exporté en vertu de la licence doit être livré au point d'exportation situé près de Huntingdon (Colombie-Britannique).

Conditions de la licence à délivrer à L & J Energy, Inc.

1. La licence sera en vigueur le plus tard de la date de réception de l'approbation du gouverneur en conseil ou de la date des premières livraisons jusqu'au 1er novembre 1993, à moins que les exportations en vertu de cette licence ne commencent au plus tard le 1er novembre 1993, auquel cas la durée sera de 12 ans après le premier jour du premier mois suivant le début des livraisons garanties.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz exportable en vertu de la licence ne doit pas dépasser:

a) 329 600 mètres cubes par jour;

b) 121 300 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre, ou

c) 1 455 600 000 mètres cubes pendant la période d'application de la licence.

3. a) À titre d'écart admissible, les volumes que Husky peut exporter pendant toute période de 24 heures en vertu de la licence peuvent dépasser de 10 pourcent la limite journalière imposée à la condition 2.

b) À titre d'écart admissible, les volumes que Husky peut exporter pendant toute période de douze mois consécutifs en vertu de la licence peuvent dépasser de 2 pourcent la limite annuelle imposée à la condition 2.

4. Le gaz exporté en vertu de la licence doit être livré au point d'exportation situé près d'Iroquois (Ontario).